

**PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL VEREDA BELLA ENA,  
PIVIJAY MAGDENA.**

**ARREDONDO QUINTERO HARLON SALIM  
NAVARRO OROZCO JULIO ALFONSO  
VIZCAINO BORRERO MIGUEL ANGEL**

**PROYECTO DE GRADO**

**Asesor del Proyecto: Ing. JORGE ELIECER BALAGUERA MANTILLA**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA DE LA COSTA CUC  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA  
BARRANQUILLA  
2008**

**PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL VEREDA BELLA ENA,  
PIVIJAY MAGDENA.**

**ARREDONDO QUINTERO HARLON SALIM  
VIZCAINO BORRERO MIGUEL ANGEL**

**Proyecto presentado como requisito para optar el título de Ingeniero  
Electricista**

**Presentado a: Ing JORGE BALAGUERA MANTILLA  
Director del programa de Ingeniería Eléctrica**

**Asesor del Proyecto: Ing JORGE BALAGUERA MANTILLA**

**CORPORACIÓN UNIVERSITARIA DE LA COSTA CUC  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA  
BARRANQUILLA**

**2008**

## **TABLA DE CONTENIDO**

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1. OBJETIVOS</b>	<b>2</b>
<b>1.1. OBJETIVO GENERAL</b>	<b>2</b>
<b>1.2. OBJETIVO ESPECIFICO</b>	<b>2</b>
<b>2. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA</b>	<b>3</b>
<b>3. JUSTIFICACIÓN</b>	<b>4</b>
<b>4. ANTECEDENTES</b>	<b>6</b>
<b>5. DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO</b>	<b>5</b>
<b>5.1. DELIMITACION ESPACIAL</b>	<b>7</b>
<b>5.2. DELIMITACION TEMPORAL</b>	<b>7</b>
<b>6. MARCO TEÓRICO</b>	<b>8</b>
<b>7. MARCO LEGAL</b>	<b>16</b>
<b>8. MARCO CONCEPTUAL</b>	<b>36</b>
<b>8.1. CALCULO ELECTRICO</b>	<b>36</b>
<b>9. RESULTADOS DEL ESTUDIO</b>	<b>72</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>83</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	
<b>ANEXOS</b>	

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las naciones depende directamente de la calidad de vida de sus habitantes, la cual con lleva a la utilización de nuevas tecnologías y mejoramientos en sus procesos, teniendo un papel vital el suministro de energía eléctrica. Colombia consciente de la importancia del servicio básico de electricidad para todos sus habitantes, ha contemplado en su ley (142 de la constitución colombiana de 1994), la responsabilidad del gobierno en el suministro de este servicio inclusive para las veredas y comunidades rurales; sin embargo aún existen muchas de estas poblaciones que carecen de electricidad.

A nivel nacional las comunidades formadas por indígenas y campesinos, siguen siendo vulnerables en cuanto a infraestructura de servicios públicos domiciliarios, se debe principalmente a la ubicación geográfica de los terrenos con respecto a las redes de distribución, lo cual afecta directamente el avance de sus actividades agrarias (distribución de agua, mejoramiento de la productividad con iluminación en sus áreas de trabajo, refrigeración de alimentos y productos, etc.), el mejoramiento de su calidad de vida sería en un porcentaje muy importante, si contaran con el servicio de electricidad en sus parcelas.

Pivijay ubicada en el departamento del Magdalena, es una población que cuenta con servicio de energía en todos sus corregimientos, pero aun existen veredas sin dicho servicio, este es el caso de la vereda Bella Ena, la cual cuenta con un alto potencial de palmicultura, que se afecta por la falta de la energía; El siguiente proyecto se enfoca a un estudio de electrificación que le permita a esta comunidad contar con la energía eléctrica, para el uso residencial y agroindustrial.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio de electrificación rural en la vereda Bella Ena, diseñando las redes de media tensión. Teniendo en cuenta las normativas pertinentes para la aprobación del estudio por parte de Eléctricaribe.

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Recolectar información sobre los usuarios que se beneficiarían con la realización del proyecto.
- Reconocer las condiciones topográficas de la región; vías de acceso, accidentes topográficos, humedad de terreno, etc.
- Diseñar las redes de distribución de media tensión, en base al estudio técnico, seleccionando los armados, postería y conductores necesarios para la ejecución del proyecto.
- Realizar un listado detallado de los elementos necesarios para realizar la interconexión de las redes de media tensión.
- Elaborar un listado completo de todos los recursos necesarios para ejecutar el proyecto de electrificación rural; materiales, mano de obra, herramientas, maquinarias, vehículos y otros recursos.
- Realizar el presupuesto del proyecto, contemplando todos los gastos incidentes en la ejecución de la obra.

## **2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Pivijay Magdalena es un municipio formado por varios corregimientos y numerosas veredas, alrededor del 80% de estas poblaciones cuenta con el servicio de energía eléctrica; Bella Ena, vereda ubicada vía la Avianca – Retén, pertenece al 20% de las comunidades que carecen del servicio de energía.

Bella Ena es una vereda conformada por 65 viviendas, construidas con fondos privados y municipales, estas casas pertenecen a palmicultores de la región, que además de poseer estas propiedades tienen parcelas cercanas a la vereda.

Por iniciativa de un ingeniero titulado y dos ingenieros pregraduando, que actualmente laboran en empresas dedicadas a la ejecución de obras en media y baja tensión en redes eléctricas, se ha decidido emprender este estudio, contando con el pleno respaldo de la alcaldía municipal de Pivijay, la cual incluirá el estudio de electrificación rural a la vereda Bella Ena, como uno de los principales proyectos a ejecutar en el presente periodo.

La problemática principal de este estudio se centra en realizar un diseño de las redes de media tensión a 13.2 KV; dichos diseños se basarán en el cálculo de las distintas variables eléctricas y mecánicas relacionadas con el estudio a realizar; dando como resultado las tablas de planimetría y los planos requeridos para el desarrollo práctico del proyecto. El estudio estará acompañado de una lista detallada del material, mano de obra, equipo, herramientas, vehículos, y otros aspectos logísticos necesarios para la ejecución del proyecto, acompañada de un presupuesto integral del mismo.

### 3. JUSTIFICACIÓN

La región del caribe colombiano caracterizada siempre por un letargo en cuanto a tecnología, infraestructura y dificultades en vías de acceso a sus principales municipios, ha iniciado un proceso evolutivo en el cual se observa el respaldo de algunos actores a nivel gubernamental.

A diferencia de otras regiones del país observamos que debido al apoyo de los dirigentes políticos el impulso y el avance de las comunidades es mas notorio y por ende la ventaja económica y productiva de estas también, ventajas que se reflejan en imponentes ingenios para procesos industriales , inversión en el sector comercial, agropecuario e incondicional respaldo al emprendimiento empresarial.

Cuando se habla de la energía eléctrica sabemos que es uno de los servicios imprescindibles por que se puede conseguir la independización de los pueblos de la pobreza y por el contrario se ven cobijados por una luz de progreso.

Debido a la falta de redes cercanas la vereda Bella Ena en el municipio de Pivijay (Magdalena) se ve relegada y limitadas a tener el servicio por tal motivo esta comunidad que cuenta con gran potencial de agricultura y palmicultura nunca ha sido vista como atractiva para la inversión y por el contrario se estancan los proyectos de educación, salud y otros servicios hacia la población por la falta de electricidad.

La realización del estudio para la electrificación de la vereda Bella Ena es importante para la administración pública del municipio de Pivijay por dos aspectos:

En primer termino el beneficio comunitario que se tendrán al mejorar la calidad de vida de sus habitantes, la manera como se mitigan los efectos de la pobreza y el impulso que le dará al sector agropecuario compuesto por mas de 80 familias y por ende al sector palmero quienes como gremio unido pueden aportar un granito de arena para el desarrollo del país. Además del impacto positivo que tiene cuando una administración invierte en la comunidad para otorgarle los servicios que por derecho deben tener a su alcance permitiendo con esto que los habitantes de la vereda regresen a ella y puedan disfrutar del servicio prestado y estar vigilantes de sus parcelas.

En segundo termino visto de forma general, se refiere al avance tecnológico que se le esta imprimiendo a todos los proceso que mueven la economía en Colombia, se hace necesario que aquellas comunidades productoras cuenten además del apoyo de su gobierno con las herramientas necesarias para la evolución progresiva de las comunidades. Una región sale adelante con la productividad de todos sus municipios pero se debe contar con las garantías necesarias que lo hagan ver como atractivo y competitivo y contando con la energía eléctrica se asegura el mejoramiento de procesos que le permitirán mostrar todo su potencial.

Ante la serie de situaciones descritas anteriormente se hace necesario implementar el estudio de electrificación que permita definir las características técnicas y económicas necesarias para que sea factible la ejecución de la electrificación de la vereda, poder describir el tipo de red, conductores, transformadores adecuados para una zona que amerita evaluación profesional para la puesta en marcha de dicho trabajo.



#### **4. ANTECEDENTES**

Bella Ena, vereda perteneciente al municipio de Pivijay Magdalena, es propiedad de un grupo de pequeños empresarios dedicados a la palmicultura.

Dicha vereda se formó con un aporte del 10% en mano de obra no calificada, de los palmicultores (actuales propietarios), Tequendama (empresa procesadora del cultivo de palma africana) realizó el aporte del lote, Fundalianza (O.R.G) fue la empresa gestora del proyecto de igual forma aportó un 10% del capital, el resto de los recursos fueron aportados por el municipio de Pivijay.

En los inicios de la obra no contempló la energización inmediata de la vereda, por ende no existe un estudio previo de electrificación en Bella Ena. Cabe a notar que todas las casas poseen las instalaciones eléctricas internas.

## **5. DELIMITACIÓN DEL ESTUDIO**

### **5.1. DELIMITACIÓN ESPACIAL**

La vereda Bella Ena hace parte del municipio de Pivijay Magdalena, se ubica entre el municipio de El Retén y el corregimiento de La Avianca Magdalena; teniendo acceso por ambos puntos. El proyecto comprometería el sector de la vereda principalmente, en donde se ubicarían las redes de baja y media tensión, de igual forma el tendido de media tensión recorrería el tramo de la vereda hasta el potencial punto de conexión ubicado a puertas de la entrada al corregimiento de la Avianca.

### **5.2. DELIMITACIÓN TEMPORAL**

El proyecto inicia el lunes 3 diciembre de 2007 con la propuesta verbal presentada a la Alcaldía del Municipio de Pivijay Magdalena, finalizará el 1 de septiembre de 2008 con la entrega del estudio técnico económico al municipio de Pivijay Magdalena.

## **6. MARCO HISTÓRICO**

### **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**APRUEBA RECURSOS PARA ELECTRIFICACIÓN POR MÁS DE \$53.000**

**MILLONES PARA BENEFICIAR A 14.965 FAMILIAS.**

### **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**APRUEBA RECURSOS PARA ELECTRIFICACIÓN POR MÁS DE \$53.000**

**MILLONES PARA BENEFICIAR A 14.965 FAMILIAS**

Por parte del FAER se aprobaron recursos por \$35.586 millones, para brindar solución de suministro de energía a 7.150 suscriptores potenciales del sector rural en los departamentos de Boyacá, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Huila, Magdalena, Nariño, Norte de Santander, Santander y Tolima. Con recursos del PRONE por \$5.758 millones, se normalizará el servicio de energía eléctrica de 5.565 usuarios de los departamentos de Bolívar, Magdalena y Tolima. Por parte del FAZNI se aprobaron recursos por \$7.289 millones, para brindar solución de suministro de energía a 2.250 viviendas de las ZNI del Chocó, Meta y Cauca.

MME, Bogotá D.C., Noviembre 2 de 2006. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía ha asignado en esta vigencia recursos por más de \$53.000 millones, provenientes de los Fondos de Apoyo Financiero FAZNI, FAER y PRONE, con los cuales se llevarán a cabo 26 proyectos de electrificación rural, 13 de normalización de redes eléctricas y tres de electrificación en municipios de las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Dentro de los proyectos de electrificación rural, FAER, se destacan los correspondientes a los municipios de Totoró y Argelia en el departamento del Cauca, con el cual se consolida el compromiso del Gobierno Nacional de electrificar el Macizo Colombiano, con una asignación de recursos de 2006 por

\$6.461 millones, y el compromiso de la vigencia 2007 por igual cifra, que beneficiarán a 2.749 familias del sector rural.

De igual forma, se avanzará en el compromiso del Gobierno Nacional de brindar la electrificación rural a la zona del Catatumbo, donde con la primera fase aprobada se beneficiarán 1.980 viviendas en 73 veredas de 14 municipios; proyecto al cual se le suma los correspondientes a los municipios de Cucutilla y la Esperanza, Norte de Santander, corresponde a 423 familias. El Comité de Administración del FAER aprobó de esta vigencia \$7.649 millones, y el compromiso de la vigencia 2007 por igual cifra.

Dentro de los proyectos de electrificación rural aprobados se destacan de igual forma, los correspondientes a los municipios de Campo hermoso (Boyacá), La Peña (Cundinamarca), Miranda (Cauca), Chimichagua (Cesar), Salado blanco, San Agustín, La Argentina, Gigante, Neiva, Pitalito, Iquira, La Plata, Santa María y Tarqui (Huila), Barbacoas y Policarpa (Nariño), Pivijay (Magdalena), Coyaima (Tolima), Coyaima y San Antonio (Tolima) y Florián (Santander), cuyos recursos ascienden a más \$7.366 millones, para brindar solución de suministro de energía eléctrica a 1.998 suscriptores potenciales.

Como parte de los recursos del FAER se encuentra el Programa de Normalización de Redes Eléctricas de acuerdo con el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003, cuya asignación de recursos por parte del Comité de Apoyo para la Administración del PRONE se dio para los proyectos de normalización de redes eléctricas en los municipios del Tolima, El Banco (Magdalena) y Cartagena (Bolívar), por más \$5.758 millones, con los cuales se normalizará las redes de 5.565 viviendas ubicadas en Barrios Subnormales.

Con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, dadas las circunstancias especiales y altas necesidades

de garantizar el sostenimiento de los proyectos en el largo plazo, se ha logrado en la vigencia 2006 sacar adelante los proyectos:

"Mejoramiento del sistema de generación térmica del municipio de Ungía, Chocó", "Interconexión Eléctrica 13.2 KV corregimiento Mirafior, Cabecera Municipal y veredas: La Floresta, Campo Alegre, San Pablo y Mary I, La Palmera, Rumiñangue, El Jardín, El Tambor y San Isidro, municipio de Piamonte, departamento del Cauca" y la "Construcción Electrificación Inspección de Policía La Julia y Centros Poblados de los Municipios de Uribe y Mesetas entre el sitio denominado El Cruce y La Julia, en el departamento del Meta", por más de \$7.289 millones, con los cuales se beneficiarán 2.250 usuarios.

Dadas las condiciones de los precios del cobre y del aluminio a nivel mundial, se ha impactado en cierta forma los presupuestos de algunos proyectos aprobados por parte del FAER, el PRONE y el FAZNI en la vigencia 2005, por lo tanto con el objetivo de concluir en su totalidad las obras requeridas por los proyectos, por parte de los Fondos se aprobó la adición de recursos por más de \$5.199 millones.

Las cifras consolidadas del FAZNI, FAER y PRONE se pueden apreciar en el siguiente cuadro

FONDO DE APOYO FINANCIERO	RECURSOS ASIGNADOS - PROYECTOS VIGENCIA 2006	ADICIÓN DE LA VIGENCIA 2006 A PROYECTOS DE LA VIGENCIA 2005	SUSCRIPTORES POTENCIALES
PRONE VIGENCIA 2006	\$ 5.758.589.140	\$ 760.184.958	5585
FAER VIGENCIA 2006	\$ 21.476.936.544	\$ 4.054.998.384	7150
FAER VIGENCIA 2007	\$ 14.110.452.444		YA INCLUIDOS EN EL 2006
FAZNI VIGENCIA 2006	\$ 7.289.256.779	\$ 384.649.403	2250
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 48.635.214.907</b>	<b>\$ 5.199.832.745</b>	<b>14985</b>

El FAER es el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas. Fue creado a partir del artículo 105 de la Ley 788 de 2002 (Reforma Tributaria); reglamentado mediante Decreto 3652 del 2003.

## **Asignados Recursos A Proyectos De Electrificación Rural Y Normalización De Redes Eléctricas**

### *ASIGNADOS RECURSOS POR MÁS DE \$21.000 MILLONES A PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS*

- ***Los Comités de Administración del PRONE y FAER aprobaron 17 proyectos***
- ***9.163 usuarios serán beneficiados***
- ***De estos usuarios, 6.215 corresponden a suscriptores potenciales ubicados en zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional - SIN***

MME. Junio 22 de 2006. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía asignó más de \$21.000 millones del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, para llevar a cabo trece proyectos de electrificación rural y cuatro de normalización de redes eléctricas.

Dentro de los proyectos de electrificación rural se destacan los correspondientes a los municipios de Totoró y Argelia en el departamento del Cauca, con el cual se consolida el compromiso del Gobierno Nacional de electrificar el Macizo Colombiano, con una asignación de recursos de esta vigencia por \$6.461 millones, Y el compromiso de la vigencia 2007 por igual cifra.

De igual forma el proyecto que corresponde a la Zona del Catatumbo en Norte de Santander, donde la Gobernación y Centrales Eléctricas de Norte de Santander aunaron esfuerzos junto con la Asociación de municipios de la Provincia de Ocaña, Sur del Cesar y Bolívar, Ecopetrol, Acción Social y el Comité de Cafeteros, para tramitar el Plan de Electrificación de la Zona del Catatumbo, contemplando 1.980 viviendas en 73 veredas de 14 municipios, proyecto al cual se le suman los correspondientes a los municipios de Cucutilla y la Esperanza, Norte de

Santander. Proyectos a los cuales el Comité de Administración del FAER aprobó de esta vigencia \$7.649 millones, y el compromiso de la vigencia 2007 por igual cifra.

Dentro de los proyectos de electrificación rural aprobados se destacan de igual forma, los correspondientes a los municipios de Barbacoas (Nariño), Chimichagua (Cesar), Pivijay (Magdalena), Coyaima (Tolima), San Antonio (Tolima) y Florián (Santander), cuyos recursos ascienden a más \$4.122 millones, para brindar solución de suministro de energía eléctrica a 1.063 suscriptores potenciales.

Como parte de los recursos del FAER se encuentra el Programa de Normalización de Redes Eléctricas de acuerdo con el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003, cuya asignación de recursos por parte del Comité de Apoyo para la Administración del PRONE se dio para los proyectos de normalización de redes eléctricas en los municipios de Ibagué (Tolima), El Banco (Magdalena) y Cartagena (Bolívar), por más \$3.043 millones, con los cuales se normalizará las redes de 2.948 viviendas ubicadas en Barrios Subnormales.

Con estas inversiones aprobadas por parte de los Comités de Administración del FAER y el PRONE se puede establecer que los recursos aprobados en el Presupuesto General de la Nación para la vigencia 2006 han sido asignados en un 97%, resaltándose que estos facilitarán el suministro de energía a las zonas rurales en diez departamentos del Sistema Interconectado Nacional, y con el Programa de Normalización de Redes Eléctricas se avanzará en el cometido del Gobierno nacional.

Las cifras consolidadas del FAER y PRONE se pueden apreciar en los siguientes cuadros:

<b>VALOR APROBADO FAER</b>	
DEPARTAMENTO SOLICITANTE	<b>2006</b>
BOYACA	\$ 188.844.178
CAJICA	\$ 6.979.024.986
CESAR	\$ 495.172.401
CUNDINAMARCA	\$ 286.535.015
HUILA	\$ 2.250.980.268
MAGDALENA	\$ 829.056.000
NARIÑO	\$ 1.295.368.953
NORTE DE SANTANDER	\$ 7.649.545.853
SANTANDER	\$ 478.925.274
TOLIMA	\$ 1.023.483.616
<b>TOTAL GENERAL A LA FECHA</b>	<b>\$ 21.476.936.544</b>

<b>Suma de VALOR APROBADO PROHE</b>	
DEPARTAMENTO SOLICITANTE	<b>2006</b>
BOLIVAR	1.283.976.000
MAGDALENA	1.697.156.647
TOLIMA	2.777.436.493
<b>Total general</b>	<b>5.758.569.140</b>

## **FAER**

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas –FAER fue creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado por el decreto 3652 de diciembre 17 de 2003

### **Creación**

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas –FAER fue creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado por el Decreto 3652 de diciembre 17 de 2003

### **¿Que es el FAER y destinación de los recursos**

El fondo FAER es una cuenta especial sin personería jurídica administrado por el Ministerio de Minas y Energía, estos recursos están destinados para financiar proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva



infraestructura eléctrica, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas.

### **¿Cuánto financia el Fondo FAER?**

El Fondo FAER financia hasta el 90% del costo total del proyecto, y mínimo el 10% es cofinanciado por la entidad territorial correspondiente se debe acreditar con el respectivo certificado de disponibilidad presupuestal

### **¿Quiénes presentan los proyectos?**

Los proyectos deben ser presentados por el representante legal de la entidad territorial y radicada en la Unidad de Planeación Minero Energético –UPME en original y copia

### **Requerimientos básicos para la presentación de los proyectos**

Se debe anexar la siguiente documentación básica:

- Carta de presentación y solicitud de los recursos.
- Certificado donde conste que el proyecto este incluido en el plan de desarrollo y esté acorde con el plan de ordenamiento territorial.
- Certificado de disponibilidad presupuestal, se debe acreditar la cofinanciación por mínimo el 10% del costo total del proyecto.
- Presentación del proyecto de acuerdo a la metodología establecida por el departamento Nacional de Planeación DNP.
- Registro en el sistema de Evaluación y seguimiento de proyectos SSEPI, se registra en la gobernación.
- Cronograma de Actividades y Flujo de Fondos.
- Aval Técnico y Financiero firmado por el representante legal del Operador de Red.
- Censo de usuarios no atendidos.
- Especificaciones técnicas de los materiales.

- Metas de cumplimiento de indicadores de Cobertura, calidad del servicio, recaudo y medición
- Esquema de sostenibilidad del proyecto, cálculos estimados de la tarifa que garantice la administración, operación y mantenimiento en el largo plazo.
- Presupuesto detallado y análisis de precios unitarios
- Planos de localización y vías de acceso.
- Diseños completos, memorias de cálculo, cantidades de obra y planos técnicos firmados y aprobados por el operador de red.
- Certificado del representante legal de la entidad territorial donde se reconozca la propiedad de las servidumbres o el proceso de negociación, con el compromiso de aportarlas al proyecto.
- Certificado de Concertación con la comunidad que se beneficiará del proyecto.
- Certificado de la entidad ambiental competente que avala la ejecución del proyecto.

### **¿Quien revisa los proyectos?**

La UPME verifica que los proyectos cumplan con los requerimientos establecidos en el artículo séptimo del decreto 3652 de diciembre 17 de 2003 y el artículo cuarto del Acuerdo 001 del Comité de administración del FAER.

### **¿Si cumple los requisitos de la UPME?**

En caso de cumplir con los requisitos establecidos, la UPME emite el concepto favorable sobre la viabilidad técnica y financiera y procede a registrar el proyecto en el sistema BPIN y realizar el trámite de registro en el DNP

### **¿Si no cumple los requisitos de la UPME?**

En caso de obtener concepto no favorable la documentación será remitida al peticionario con las deficiencias presentadas

### **¿Quien asigna los recursos?**

El Comité de administración del FAER se reúne y asigna los recursos de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo noveno del decreto 3652 de diciembre 17 de 2003, el comité esta integrado de la siguiente manera:

- El ministro de Minas y Energía o su delegado, quien lo presidirá
- El Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía
- El Director General de la UPME o su delegado.

### **¿Quien ejecuta los recursos?**

La ejecución de los recursos de los proyectos asignados por el fondo FAER estarán a cargo del ministerio de Minas y Energía o por quien este designe.

### **¿Quien realiza el mantenimiento de la red en su etapa de operación?**

El operador de red asume el compromiso de la administración, operación y mantenimiento de la nueva infraestructura construida con los recursos del FAER.

## 7. MARCO LEGAL

De acuerdo a la normatividad vigente en Colombia la ley 788 de 2002 dio origen al Fondo de Apoyo Financiero Para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER, siendo este junto con el Fondo de Energía Social - FOES y el Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE algunos de los diferentes fondos y programas que el ministerio de minas y energía maneja en materia de financiación de proyectos de electrificación.

El FAER teniendo en cuenta los diferentes decretos que lo han modificado desde la fecha de implementación es base inicial para los lineamientos legales que se requieren en estudios como este, son estos lineamientos entre otros los que citamos a continuación:

*Destinación de los recursos.* La contribución establecida en el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, así como los rendimientos que generen su inversión temporal, se utilizarán para financiar planes, programas o proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, que permita ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía, conforme con los planes o programas de ampliación de cobertura indicativos que sean definidos por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, o el Operador de Red.

Parágrafo 1°. El 20% de los recursos antes mencionados se destinará para financiar el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, Prone, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1° de la Ley 1117 de 2006.

Parágrafo 2°. Las zonas rurales que pueden beneficiarse con los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, Faer, deben pertenecer a áreas geográficas atendidas por Operadores de Red del Sistema Interconectado Nacional.

Parágrafo 3°. No serán asumidos con recursos del Faer la compra de predios, los requerimientos de servidumbres y la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para el desarrollo de los planes, programas o proyectos de electrificación rural”.

El Comité de Administración aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas o proyectos que hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.

*Requerimientos básicos.* Para la presentación de los planes, programas o proyectos que busquen financiarse con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, Faer, el Representante Legal de la Entidad Territorial deberá radicar en original y en medio magnético en la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, los siguientes requerimientos básicos:

1. Carta de presentación con la solicitud de recursos. Se deberán especificar los datos generales del proyecto y se debe incluir el domicilio para el envío de la correspondencia e indicar el correo electrónico para facilitar la comunicación.
2. Registro BPIN. El respectivo plan, programa o proyecto deberá estar registrado en el Banco de Proyectos de Inversión, BPIN, cuyo archivo deberá ser entregado en medio magnético. En todo caso, se deberá aplicar la Metodología General Ajustada o aquella que defina el Departamento

Nacional de Planeación para el trámite de proyectos ante el Banco de Proyectos de Inversión Nacional, BPIN.

3. Aval Técnico y Financiero del Operador de Red. Aval firmado por el Representante Legal del Operador de Red sobre la viabilidad técnica y financiera de los planes, programas o proyectos de inversión con cargo a los recursos del Faer. Además, deberá indicar que garantizará la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica a los suscriptores potenciales, ofreciendo los índices de calidad y continuidad previstos en la regulación.
4. Certificado de Disponibilidad Presupuestal expedido por la Entidad Territorial o por terceros que participen en la cofinanciación del plan, programa o proyecto.
5. Certificación del Operador de Red en la cual conste el cumplimiento de Especificaciones Técnicas que han sido definidas para los materiales, equipos, la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.
6. Análisis de Costos y Presupuesto. Análisis de costos globales y unitarios estimados para la ejecución del proyecto, incluyendo los costos de contratación de la interventoría técnica y financiera, auditoría y administración a que haya lugar.
7. Diseños Eléctricos y Memorias de Cálculo. Consiste en los planos y memorias de cálculo donde se deberá consignar información sobre la infraestructura eléctrica existente, si es el caso, así como la proyectada, los cuales deberán contar con el sello de aprobación del Operador de Red que garantizará el servicio a los usuarios.
8. Acta de concertación con la comunidad. Corresponde al soporte que se tenga sobre el proceso de socialización, donde las comunidades beneficiadas certificarán que conocen los objetivos, así como los deberes y

derechos que les ofrecerá de los planes, programas o proyectos de inversión con cargo a los recursos del Faer.

9. Metas de cumplimiento. Corresponde a las metas de cumplimiento de indicadores de cobertura, calidad de servicio, recaudo y medición en la prestación del servicio de energía eléctrica de acuerdo con los criterios de eficiencia que sean estimados para el mercado, considerando los parámetros establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.
10. Cronograma. Consiste en la propuesta que el proyectista estima la ejecución de las obras, incluyéndose el flujo de fondos que se requiere para su avance.

*Elegibilidad de los planes, programas o proyectos.* El Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, Faer, una vez los planes, programas o proyectos cumplan a cabalidad la totalidad de los requisitos definidos el proceso de elegibilidad teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Los Planes, Programas o Proyectos deben estar definidos como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo de la Entidad Territorial.
2. Los Planes, Programas o Proyectos deben estar contemplados en los planes de ampliación de cobertura del Operador de Red, para las zonas rurales interconectadas de su área de influencia.
3. Los Planes, Programas o Proyectos que correspondan a políticas definidas en documentos Conpes, tendrán una prioridad dentro del marco de la asignación de los recursos del FAER.

4. Se deberá ponderar los parámetros que se citan a continuación, con el fin de determinar el orden de elegibilidad de los planes, programas o proyectos a ser cofinanciados por el FAER.
  - a) Necesidades Básicas Insatisfechas, NBI;
  - b) Número de suscriptores potenciales que serán beneficiados con el proyecto;
  - c) Cofinanciación de la entidad territorial o terceros;
  - d) Costo por suscriptor potencial para el Faer;
  - e) El déficit de cobertura del departamento donde corresponde el plan, programa y proyecto.

Parágrafo 1°. Conforme la distribución de los recursos del Faer, el Comité de Administración podrá asignar hasta el 100% del valor total del plan, programa o proyecto, teniendo en cuenta que el costo por suscriptor potencial para el Faer no supere los veinte (20) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

Parágrafo 2°. Se tendrá en cuenta el déficit del nivel de cobertura en el suministro de energía eléctrica en el sector rural del Departamento donde corresponde el plan, programa o proyecto, validado por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, o el Operador de Red o según la información que aporte el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Dane. Parágrafo 3°. Los Departamentos junto con sus municipios podrán acceder a recursos del Faer con un tope calculado con base en el déficit de cobertura rural a nivel departamental, multiplicado por el remanente de recursos del presupuesto, sin que sea excedido el presupuesto disponible en la vigencia”.



*Responsabilidad sobre los activos.* Con base en el Aval Técnico y Financiero expedido para el trámite del plan, programa o proyecto ante el Faer, una vez concluidas las obras contempladas, el Operador de Red correspondiente permitirá la energización de los activos, y asumirá la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura construida.

Una vez el Operador de Red haya efectuado la energización de los activos, y hasta que se suscriba entre el Ministerio de Minas y Energía, la Entidad Territorial (en los casos que se requiera) y el Operador de Red un contrato para definir los términos de la propiedad, remuneración y reposición de los activos, estos serán considerados como activos de conexión al SDL de propiedad de terceros para efectos de su remuneración y responsabilidad en la reposición, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 082 de 2002 y aquella normatividad que la modifique, sustituya o complemente”.

## **FONDO DE ENERGÍA SOCIAL – FOES –**

El Fondo de Energía Social de la Nación-Ministerio de Minas y Energía, FOES, de que trata el artículo 118 de la Ley 812 de 2003 es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos, sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Nacional, el Estatuto Orgánico del Presupuesto General de la Nación, las normas y principios que regulan la contabilidad general del Estado, las que rigen el control fiscal a cargo de la Contraloría General de la Nación y las demás normas legales vigentes; cuenta en la cual se incorporarán los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el ASIC, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

*Finalidad.* Los recursos del FOES se destinarán a cubrir hasta cuarenta (\$40) pesos por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en las Zonas de Difícil Gestión, Áreas Rurales de Menor Desarrollo y en Zonas Subnormales Urbanas. El monto máximo de cobertura por kilovatio hora se ajustará anualmente con el Índice de Precios al Consumidor, IPC, certificado por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.

*Naturaleza de los recursos del FOES.* De acuerdo con el artículo 118 de la Ley 812 de 2003, los recursos del FOES constituyen inversión social en los términos establecidos por el artículo 359 de la Constitución Política. En consecuencia, los recursos del FOES solo pueden destinarse para cumplir el objeto y la finalidad señalados.

Mediante los Artículos 3 al 11 del Decreto 4978 de diciembre 27 de 2007, que reglamentó el Artículo 59 de la Ley 1151 de 2007, se definió que los usuarios beneficiarios de este Fondo son los ubicados en las siguientes áreas especiales:

**Zona de Difícil Gestión:** Conjunto de usuarios ubicados en una misma área conectada al SIN, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: i) Cartera vencida mayor de 90 días por parte del 50% o más de los usuarios pertenecientes a dicha comunidad, o ii) Nivel de pérdidas de energía eléctrica superiores al 40% respecto de la energía de entrada al sistema que atiende exclusivamente dicha comunidad; siempre y cuando se demuestre que los resultados de gestión han sido negativos por causas no imputables al comercializador que los atiende. Dicha información deberá acreditarse ante la SSPD mediante una certificación expedida por los Auditores Externos.

**Área Rural de Menor Desarrollo:** Área del sector rural de zonas interconectadas, con las siguientes características: i) Índice promedio de calidad de vida inferior al

46.6% según el Sistema de Indicadores Sociodemográficos del DNP, y ii) Conectada al SIN.

Corresponde al Alcalde o a la Autoridad competente su certificación.

**Zona Subnormal Urbana:** Asentamiento ubicados en cabeceras de municipios conectados al SIN que reúne las siguientes características: i) No tenga servicio de energía o éste lo obtenga a través de redes no aprobadas por el Operador de Red y ii) Que no se trate de zonas donde se esté prohibido prestar el servicio, según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003.

*Registro de Áreas Especiales.* Con el propósito de que los usuarios ubicados en las Áreas Especiales se beneficien de los recursos del FOES, los Comercializadores de Energía Eléctrica deberán dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia del presente Decreto, registrar ante el Sistema Único de Información todas y cada una de las Áreas Especiales que atiendan.

Para tal efecto, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del Sistema Único de Información elaborará un formato de registro que deberá contener, por lo menos, los aspectos que se relacionan a continuación:

1. Requisitos para acreditar la existencia de un Área Especial, conforme con las definiciones previstas en el presente Decreto, y
2. Consumos de energía mensuales por parte de los usuarios ubicados en cada una de las Áreas Especiales.

El registro a que se refiere el presente artículo se debe actualizar en forma mensual.

*Determinación de la energía social.* El Ministerio de Minas y Energía calculará el monto de los recursos del FOES que asignará a los usuarios ubicados en cada

una de las Áreas Especiales y que canalizará a través de los Comercializadores de Energía Eléctrica de acuerdo con la siguiente metodología.

1. Se determinará el monto de la energía social por Kwh. mensualmente, con base en un promedio móvil de cuatro (4) meses, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\frac{F_t + S_{t-1}}{C_{t-1}}$$

Donde:

$F_t$  corresponde a los recursos disponibles en el presupuesto y el programa anual de caja para energía social en el mes t.

$C_t$  corresponde al consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales en el mes t - 1 expresado en Kwh. Este consumo debe ser reportado mensualmente por los Comercializadores al Sistema Único de Información.

$S_{t-1}$  corresponde al saldo de recursos del FOES en el mes t-1, generado por los recursos no asignados debido a las restricciones contenidas en el siguiente numeral del presente artículo.

$A_t$  es el aporte potencial de la energía social por Kwh. en el mes t.

t empieza a contar el primer mes en que exista disponibilidad presupuestal para giros correspondientes a energía social y se suma mes a mes hasta la expiración de la vigencia del Fondo.

2. Una vez calculado el monto del aporte de energía social por Kwh. ( $A_t$ ), se determina el aporte definitivo tomando en cuenta las siguientes condiciones:

a) El aporte no puede exceder más de \$40/kwh. Si  $A_t$  es mayor o igual a 40, se asignará como aporte definitivo \$40 por Kwh.; si  $A_t$  es menor que 40, se asigna como aporte definitivo el valor resultante para  $A_t$ ;

b) La cantidad de demanda de energía total cubierta por el FOES será como máximo un ocho por ciento (8%) del total de demanda de energía en el Sistema

Interconectado Nacional. Para cumplir con esta condición, se comparará mensualmente la cantidad de demanda de energía cubierta por el FOES y el total de demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional, con base en la siguiente fórmula:

$$12 \times C_{t-1}$$

$$E_A$$

Donde:

$D_t$  es la relación entre el consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales en el mes  $t$  y el total de demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional.

$C_{t-1}$  el consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales en el mes  $t-1$ . Si se trata de suscriptores comunitarios será la medida tomada en el respectivo medidor comunitario.

$E_A$  el total de energía que proyecta la UPME va a ser demandada en el año  $A$ , de conformidad con las proyecciones anuales de demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional que realiza esta entidad.

Una vez calculada la relación  $D_t$ , el aporte se asigna de la siguiente forma. Si  $D_t$  es menor o igual a cero punto cero ocho (0.08), se asigna como aporte  $A_t$  por Kwh., resultante de aplicar la fórmula contenida en el numeral 1 del presente artículo. Si  $D_t$  es mayor que cero punto cero ocho (0.08), se mantiene el nivel del aporte estimado  $A_t$ , en pesos por Kwh. pero solo se aplica a un porcentaje  $P$  del consumo de cada uno de los usuarios beneficiados, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$0.08$$

$$D_t$$

Artículo 15. *Procedimiento para el cálculo y giro de los recursos.* El Ministerio de Minas y Energía calculará, asignará y transferirá los recursos del FOES de conformidad con el siguiente procedimiento:

a) Se acumularán los recursos en el FOES desde el primer mes de vigencia, es

decir, desde el mes de julio de 2003 hasta el mes en que entre en vigencia este Decreto;

b) Al término del mes en que entre en vigencia el presente Decreto se iniciará el cálculo y asignación de aportes de energía social en forma mensual, de conformidad con la fórmula de cálculo establecida en el artículo anterior;

c) Los Comercializadores reflejarán el menor valor de la energía en la factura de cobro correspondiente al período siguiente a aquel en que reciban efectivamente las sumas giradas por el FOES y en proporción a las mismas;

d) El Ministerio de Minas y Energía efectuará trimestralmente conciliaciones con los Comercializadores, conforme a los términos que para el efecto establezca.

Los comercializadores podrán aplicar el monto del aporte a energía social que reciban del FOES a disminuir la cartera vencida de aquellos usuarios ubicados en las Áreas Especiales.

Para efectos de mejor comprensión de esta normatividad se presentan algunas definiciones:

**Comercializador de Energía Eléctrica:** Es la empresa de servicios públicos que desarrolla la actividad de comercialización de energía eléctrica.

**Enlace Internacional:** Es el conjunto de líneas y equipos asociados, que conecta el Sistema Interconectado Nacional con el sistema eléctrico de otro país, y que tienen como función exclusiva el transporte de energía eléctrica para su importación o exportación, a nivel de tensión 4 o superior, según sea el caso.

**Nodos Fronteras de los Enlaces Internacionales:** Son los puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de los Enlaces Internacionales, utilizados como referencia para efectos de comparación de precios para las operaciones de

importación o exportación de energía eléctrica.

**Registro de Áreas Especiales:** Es el registro de las Zonas de Difícil Gestión, Áreas Rurales de Menor Desarrollo y Zonas Subnormales Urbanas objeto de cubrimiento de la energía social, que lleva la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del Sistema único de Información.

**Rentas de Congestión:** Es la renta económica generada por la congestión de un Enlace Internacional que se origina por la diferencia en precios que se tienen en los Nodos de Frontera congestionados. Las Rentas de Congestión son de carácter temporal y dependen de las expansiones en transmisión, no son asignadas a los propietarios de los Enlaces Internacionales y no constituyen fuente de remuneración para la generación de energía eléctrica.

**Sistema Interconectado Nacional:** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí en Colombia: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

**Sistema Único de Información:** Es el sistema de información a que se refiere el artículo 14 de la Ley 689 de 2001, que establece, administra, mantiene y opera la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**Unidad de Planeación Minero Energética o UPME:** Es la unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con patrimonio propio y personería jurídica y con regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y con autonomía presupuestal, creada por el Decreto 2119 de 1992 y por la Ley 143 de 1994.

**Zonas de Difícil Gestión o Comunidad de Difícil Gestión:** Es un conjunto de usuarios ubicados en una misma área conectada al Sistema Interconectado Nacional, susceptible de ser aislada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: (i) cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios pertenecientes a la comunidad, o (ii) niveles de pérdidas superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada a la parte del sistema de distribución local que atiende exclusivamente a dicha comunidad; y siempre y cuando el distribuidor de energía eléctrica o el Comercializador de Energía Eléctrica demuestre que los resultados de la gestión han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa. Para que una empresa demuestre las anteriores características, deberá acreditarlo ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante una certificación expedida por los auditores externos, para aquellas empresas obligadas a contratar dicha auditoría y, para las empresas no obligadas a tener auditor externo, mediante una certificación expedida por el representante legal. En todo caso, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrá en cualquier momento verificar el cumplimiento de los anteriores requisitos.

**Zonas Subnormales Urbanas o Barrio Subnormal:** Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos servidos a través del Sistema Interconectado Nacional que reúne las siguientes características: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red y (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al Alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, previa solicitud por parte del Operador de



Red, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de los Barrios Subnormales, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud.

## **PROGRAMA DE NORMALIZACION DE REDES ELECTRICAS- PRONE**

La Normalización de Redes Eléctricas en nuestro país tiene su apoyo en el PRONE, programa creado por Ley 1117 de 2006 y cuyos objetivos comprende la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional.

El programa de normalización de redes eléctricas consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 3735 de 2003 y las normas que la sustituyan o complementen.

Dentro del programa de normalización de redes eléctricas las autoridades de las entidades territoriales de acuerdo con su respectiva competencia tendrán un plazo de treinta (30) días calendario, siguientes a la entrada en operación del respectivo proyecto de normalización eléctrica, para expedir los actos administrativos necesarios que asignen en forma provisional o definitiva el respectivo estrato a fin de que la empresa distribuidora de energía pueda facturar en forma individualizada el consumo de cada usuario.

La no expedición de los actos administrativos de estratificación provisional o definitiva a que se refiere este artículo, será causal de mala conducta y obligará a la entidad territorial a pagar la respectiva factura que presente la empresa distribuidora de energía, sin detrimento de las acciones de repetición a que haya lugar por causa de esta omisión.

Los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas.

La aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para uso domiciliario distribuido a los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del índice de Precios al Consumidor, sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de este para el estrato 2.

Los porcentajes máximos establecidos no aplicarán para el servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas.

**Requerimientos básicos.** Para la presentación de los planes, programas y proyectos que busquen financiarse con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, el Representante Legal del municipio deberá radicar en original y copia la documentación ante el Ministerio de Minas y Energía como administrador del programa, cumpliendo con los requerimientos mínimos indicados en el Decreto 3735 de 2003 y aquellos que se establezcan en el respectivo manual de presentación de los planes, programas y proyectos. Una vez recibida la documentación, el administrador del programa la remitirá a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME- quien, según lo prescrito en el artículo 5, numeral 19 del Decreto 0255 de Enero 28 de 2004, será la encargada de emitir concepto de viabilidad técnica y financiera sobre los planes, programas y

proyectos que busquen financiarse a través del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.

El concepto de viabilidad técnica y financiera que emita la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME-, será determinante en la consideración y evaluación del plan, programa y proyecto por parte del comité de apoyo a la administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, por lo tanto le corresponderá al Representante Legal del municipio el debido seguimiento para lograr su obtención.

Los sectores rurales y urbanos de invasión, subnormalidad y desplazamiento que pueden beneficiarse con los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas deben pertenecer a municipios que se encuentren atendidos por el Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Los recursos para cubrir los requerimientos de servidumbres, compra de predios y la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para el desarrollo del Programa de Normalización de Redes Eléctricas en los sectores rurales y urbanos de invasión, subnormalidad y desplazamiento, deberán ser asumidos en su totalidad por el ente territorial.

## **REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS - RETIE**

RETIE, es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, que fija las condiciones técnicas que garanticen la seguridad en los procesos de Generación, Transmisión, Transformación, Distribución y utilización de la energía eléctrica en todo el territorio Nacional. La norma es de obligatorio cumplimiento y está regulada por la norma NTC 2050 "Código Eléctrico Colombiano".

El objetivo fundamental del Reglamento es establecer medidas que garanticen la seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctricos, a partir del cumplimiento de los requisitos civiles, mecánicos y de fabricación de equipos.

El reglamento aplica para todas las instalaciones de corriente alterna o continua, públicas o privadas, con valor de tensión nominal mayor o igual a 25V y menor o igual a 500 KV de corriente alterna (c.a.), con frecuencia de servicio nominal inferior a 1000 Hz y mayor o igual a 50V en corriente continua (c.c), que se construyan a partir de su entrada en vigencia. También aplica para todos los profesionales que ejercen la electrotecnia y para los productores o importadores de materiales eléctricos, ya sean de origen nacional o extranjero.

## **REQUISITOS PARA EL PROCESO DE DISTRIBUCION SEGÚN EL RETIE**

Se considera instalación eléctrica de distribución a todos los aparatos y circuitos asociados al transporte y transformación de la energía eléctrica con tensiones nominales entre 110 V y 57,5 KV. Las personas que trabajan en redes eléctricas de distribución deben cumplir las siguientes reglas:

- Antes de entrar a sitios cerrados, debe airearse el lugar
- Un operario solo no debe trabajar en un sistema energizado
- Quienes trabajan a tensión deben guardar las siguientes distancias mínimas de seguridad.

Los cables desnudos y partes energizadas aisladas de redes de distribución, deben guardar las distancias de seguridad establecidas en el Artículo 13º del RETIE. Los sistemas de distribución deben cumplir los lineamientos sobre puestas a tierra consignadas en el Artículo 15º del RETIE.

Los herrajes usados deben ser de diseño apropiado para soportar todas las fuerzas a que estén sometidos y resistir la corrosión durante toda su vida útil; para esto se debe tener en cuenta el ambiente donde se instalen.

En ningún caso personas no autorizadas podrán acercarse a elementos desnudos energizados, más allá de las siguientes distancias mínimas:

- 40 cm. para baja tensión
- 3 m. para tensiones ente 1.000 y 44.000 V
- 5 m. para tensiones entre 57.500 y 230.000 V
- 8 m. para tensiones mayores a 230.000 V

Las maniobras en redes de distribución deben cumplir procedimientos lógicos, claros y precisos, para evitar que equipos sean energizados o desenergizados por error y de forma inadvertida, ocasionando situaciones de riesgo o accidentes:

- Los sitios, equipos, herramientas de trabajo y los operarios deben cumplir con los procedimientos establecidos
- Las áreas de trabajo deben ser delimitadas y debidamente señalizadas
- Los postes y estructuras deben ser inspeccionados cuidadosamente antes de subir a ellos, comprobando que estén en condiciones seguras.

## **NTC 2050 – CODIGO ELECTRICO COLOMBIANO**

En Colombia la norma básica para el diseño y la construcción de las instalaciones eléctricas es el CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO o Norma Icontec NTC 2050. Esta norma está basada en el "National Electrical Code" - NEC o Norma NFPA 70

de la "National Fire Protection Association" de los Estados Unidos de Norteamérica.

La primera revisión de la norma NTC 2050 se lleva a cabo durante los años 1997 y 1998 y es publicada en el mes de Julio de 1999; las revisiones del NEC se realizan y divulgan cada tres años.

La norma NTC 2050 está dividida en nueve capítulos y dos apéndices.

## 8...MARCO CONCEPTUAL

### 8.1. CÁLCULO ELÉCTRICO

En el presente capítulo se indican los cálculos eléctricos a realizar en cualquier Proyecto Específico realizado según el presente Proyecto Tipo.

#### Resistencia

El valor de la resistencia por unidad de longitud, en corriente continua y a la temperatura  $\theta$ , vendrá dado por la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

$R'_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$  °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R'_{20}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura (°C-1).

$\theta$ : Temperatura de servicio del conductor (°C).

La resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura  $\theta$ , vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R_{\theta} = R'_{\theta} \cdot (1 + y_s) \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

$R_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura  $\theta$  °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega/\text{km}$ ).

$Y_s$ : Factor de efecto pelicular.

Los valores de  $R_{20}$ ,  $R'_{20}$ ,  $\alpha_{20}$  e  $y_s$  para los distintos conductores normalizados serán los siguientes:

Tabla 3

Conductor	CF-200	CF-125	CF-63
$R'_{20} (\Omega/\text{km})$	0,1640	0,2630	0,5250
$\alpha_{20} (^{\circ}\text{C}^{-1})$	0,00347	0,00347	0,00347
$R'_{50} (\Omega/\text{km})$	0,1811	0,2904	0,5797
$R'_{75} (\Omega/\text{km})$	0,1953	0,3132	0,6252
$y_s$	$9,40 \cdot 10^{-3}$	$9,40 \cdot 10^{-3}$	$9,40 \cdot 10^{-3}$
$R_{20} (\Omega/\text{km})$	0,1655	0,2655	0,5299
$R_{50} (\Omega/\text{km})$	0,1828	0,2931	0,5851
$R_{75} (\Omega/\text{km})$	0,1971	0,3161	0,6311

Se tendrá en cuenta la configuración del apoyo en simple o doble circuito, de forma que en un doble circuito la resistencia del doble circuito será la mitad de la resistencia del simple circuito.

### Reactancia inductiva

La reactancia de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \pi f L \quad (\Omega/\text{km})$$

Siendo:

$f$ : Frecuencia de la red (60 Hz).



L: Coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud (H/km).

Además, el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud

(L) vendrá dado por la expresión:

$$L = \left( K + 4,605 \log \frac{D_m}{r} \right) 10^{-4} \text{ (H/km)}$$

Donde:

K: Constante que, para conductores masivos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los siguientes valores:

Tabla 4

Constante en función del número de alambres		
Nº de alambres	7	19
K	0,64	0,55

D<sub>m</sub>: Distancia media geométrica entre conductores (mm).

r: Radio equivalente del conductor (mm).

El valor para la distancia media geométrico entre conductores dependerá de la configuración geométrica de la línea y será:

□□ Para simple circuito:

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \text{ (mm)}$$

□□ Para doble circuito

$$D_m = \frac{D_1 \cdot D_2}{D_3} \text{ (mm)}$$

Siendo:

$$D_1 = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (\text{mm})$$

$$D_2 = \sqrt[3]{d_{1b} \cdot d_{2c} \cdot d_{3a}} \quad (\text{mm})$$

$$D_3 = \sqrt[3]{d_{1a} \cdot d_{2b} \cdot d_{3c}} \quad (\text{mm})$$

Donde:

$d_{12}$ ,  $d_{23}$ ,  $d_{31}$ : Distancia entre los distintos conductores con la configuración de simple circuito (mm).

$d_{1a}$ ,  $d_{2b}$ ,  $d_{3c}$ ,...: Distancia entre los conductores de distintos circuitos con la configuración de doble circuito (mm).

Sustituyendo para cada caso y en las configuraciones normalizadas obtenemos los valores que se indican en las siguientes tablas:

□□ Para simple circuito

Tabla 5

Conductor	REACTANCIA ( $\Omega/\text{km}$ )		
	13,2 kV	24,9	34,5 kV
<b>CF-200</b>	0,358	0,358	0,358
<b>CF-125</b>	0,379	0,379	0,379
<b>CF-63</b>	0,405	0,405	0,405

□□ Para doble circuito:

Tabla 6

Conductor	REACTANCIA (Ω/km)		
	13,2 kV	24,9	34,5 kV
CF-200	0,400	0,390	0,415
CF-125	0,421	0,411	0,436
CF-63	0,447	0,437	0,462

Una vez determinada la configuración de la línea, se calcula la distancia entre conductores y con la ayuda del gráfico se calcula la reactancia de la línea. En el caso de tratarse de una línea con doble circuito la reactancia equivalente indicada anteriormente corresponde a la del conjunto de los dos circuitos y para la configuración de mínima impedancia.

A su vez, en una línea bifásica, la reactancia inductiva de la línea se calculará mediante la siguiente expresión:

$$X_L = 12,567 \cdot 10^{-4} \cdot f \cdot \ln \frac{D_m}{D_s} \quad (\Omega/\text{km})$$

Siendo:

f: frecuencia de la red (60 Hz).

D<sub>m</sub>: Distancia equivalente entre los conductores de fase (mm).

D<sub>s</sub>: Distancia media geométrica del conductor (mm).

La distancia equivalente entre los conductores de fase es la distancia que hay entre los centros de los dos conductores. La distancia media geométrica para los conductores objeto del presente Proyecto Tipo toma los valores que se muestran en la siguiente tabla:

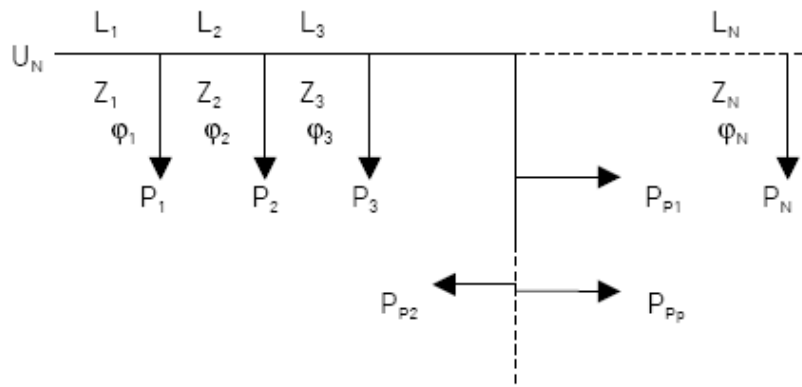
Tabla 7

Conductor	D <sub>s</sub> (mm)
CF-125	4,712
CF-63	3,322

### Caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a las cargas que estén conectadas a lo largo de esta.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.



La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de la línea.

Podemos expresar la caída de tensión en una línea trifásica como:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot Z \cdot L \quad (V)$$

Siendo:

$\Delta U$ : Caída de tensión compuesta (V).

I: Intensidad (A).

Z: Impedancia por fase y por kilómetro de línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

L: Longitud del tramo de línea (km).

Para una línea bifásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot Z \cdot L \quad (\text{V})$$

Siendo:

$\Delta U$ : Caída de tensión compuesta (V).

I: Intensidad (A).

Z: Impedancia por fase y por kilómetro de línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

L: Longitud del tramo de línea (km).

También se sabe que en una línea trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A})$$

Donde:

P: Potencia consumida al final de la línea (kW).

U: Tensión en el punto receptor de la línea (kV).

$\varphi$ : Ángulo de fase ( $^\circ$ ).

Sustituyendo para una línea trifásica:

$$\Delta U = \frac{P \cdot Z \cdot L}{1000 \cdot U \cdot \cos \phi} = \frac{P \cdot [R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi] \cdot L}{1000 \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (\text{kV})$$

Siendo:

R: Resistencia de la línea por fase y por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

X: Reactancia inductiva de la línea por fase y por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

Se simplifica la expresión definiendo la siguiente variable:

$$\Psi = R + X \cdot \tan \phi \quad (\Omega/\text{km})$$

Por lo tanto, la expresión resultante será la siguiente:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{1000 \cdot U} \quad (\text{kV})$$

Si realizamos el mismo proceso para las líneas bifásicas se llega a la siguiente

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \phi} \quad (\text{A})$$

$$\Delta U = \frac{2 \cdot P \cdot Z \cdot L}{1000 \cdot U \cdot \cos \phi} = \frac{2 \cdot P \cdot (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi) \cdot L}{1000 \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (\text{kV})$$

expresión:

Siendo:

P: Potencia consumida al final de la línea (Kw.).

U: Tensión en el punto receptor de la línea (KV).

$\phi$ : Ángulo de fase ( $^\circ$ ).

R: Resistencia de la línea por fase y por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

X: Reactancia de la línea por fase y por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

Se simplifica la expresión definiendo la siguiente variable:

[illegible]

$$\Psi = 2 \cdot (R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi) \quad (\Omega/\text{km}) \quad \square$$

Por lo tanto la expresión resultante será la siguiente:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{1000 \cdot U} \quad (\text{kV})$$

Finalmente se calcula la caída de tensión en porcentaje, tanto para las líneas trifásicas como para las bifásicas:

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot L \cdot \Psi}{10 \cdot U^2}$$

Donde:

P: Potencia activa total consumida por la/s carga/s conectada/s a

la línea (Kw.).

L: Longitud del tramo de línea (km).

$\alpha$ : Impedancia del conductor entre el cos  $\alpha$  de la línea. Según sean líneas trifásicas o bifásicas se empleará el coeficiente definido en cada caso ( $\Omega/\text{km}$ ).

U: Tensión entre fases (KV).

En las siguientes tablas se muestran los valores de caída de tensión en tanto por ciento.

Tabla 8

Conductor	Tensión (kV)	Caída de tensión en línea trifásica ( $\Delta U$ %) (1)		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
CF-200	13,2	$2,671 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$2,126 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,131 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	34,5	$3,910 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$3,112 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$1,656 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$
CF-125	13,2	$3,445 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$2,867 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,814 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	34,5	$5,043 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$4,197 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$2,656 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$
CF-63	13,2	$5,366 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$4,748 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$3,622 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	34,5	$7,855 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$6,950 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$5,302 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$

(1) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 75 °C (R75) y la reactancia inductiva (X) para la configuración estándar con aisladores tipo poste.

Caída de tensión en línea bifásica Conductor ( $\Delta U$  %) (1) Tensión (KV)

Tabla 9

Conductor	Tensión (kV)	Caída de tensión en línea bifásica ( $\Delta U$ %) (1)		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
CF-125	13,2	$6,986 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$5,797 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$3,629 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	34,5	$1,023 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$8,486 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$	$5,312 \cdot 10^{-5} \cdot P \cdot L$
CF-63	13,2	$1,084 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$9,563 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$7,244 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	34,5	$1,586 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,400 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,060 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$

(1) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 75 °C (R75) y la reactancia inductiva (X) para la configuración estándar con aisladores tipo poste instalados en un apoyo de 9m y a una tensión de 34,5 KV.



## Potencia a transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída de tensión máxima que se fija en el documento “Criterios de

Arquitectura de Red Área Caribe”. La máxima potencia de transporte de una línea trifásica, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = m \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos \phi_m \quad (\text{kW})$$

Siendo:

Pmax: Potencia máxima que puede transportar la línea (Kw.).

m: N° de circuitos (1 ó 2).

U: Tensión nominal compuesta de la línea (KV).

I<sub>max</sub>: Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Cos  $\phi_m$ : Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea bifásica, la expresión que se utiliza para

Calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{max} = U \cdot I_{max} \cdot \cos \phi_m \quad (\text{kW})$$

Siendo:

Pmax: Potencia máxima que puede transportar la línea (Kw.).

U: Tensión nominal de la línea entre conductores (KV).

I<sub>max</sub>: Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$  Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

Hay que tener en cuenta que el punto crítico de la línea es el tramo situado antes de la primera carga, ya que después de esta la intensidad que circulará por la línea siempre será menor. En el caso de ramificaciones sucederá lo mismo, el punto más crítico estará al inicio de la ramificación.

En las siguientes tablas aparecen los valores de potencia máxima para simple y doble circuito, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1. Se tendrá en cuenta que la intensidad máxima admisible por el conductor dependen de diversos factores (temperatura ambiental, dirección y velocidad del viento, etc...). Los cálculos de esta tabla toman las intensidades máximas de los conductores indicadas en el apartado.

Tabla 10

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (MW)									
U (kV)	$\cos \varphi_m$	Simple circuito bifásico		Simple circuito trifásico			Doble circuito trifásico		
		CF-125	CF-63	CF-200	CF-125	CF-63	CF-200	CF-125	CF-63
13,2	0,8	4,22	2,74	9,71	7,32	4,74	19,4	14,6	9,47
	0,9	4,75	3,08	10,9	8,23	5,33	21,9	16,5	10,7
	1	5,28	3,42	12,1	9,15	5,92	24,3	18,3	11,8
34,5	0,8	10,5	6,54	24,5	18,2	11,3	49,0	36,3	22,7
	0,9	11,8	7,36	27,6	20,4	12,7	55,2	40,9	25,5
	1	13,1	8,18	30,7	22,7	14,2	61,3	45,4	28,3

La potencia máxima a transportar en una línea, tanto trifásica como bifásica, con carga uniformemente repartida a lo largo de la misma en función de la longitud de la línea y de la caída de tensión máxima admisible será:

$$P = \frac{10 \cdot U^2}{\Psi} \cdot \frac{\Delta U\%}{L} \quad (\text{kW})$$

Operando para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1 obtenemos las siguientes tablas:

Tabla 11

SISTEMA TRIFÁSICO				
Conductor	Tensión (kV)	Potencia a transportar (kW) (1)		
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
CF-200	13,2	3 743,99 .ΔU%/L	4 704,60 .ΔU%/L	8 838,60 .ΔU%/L
	34,5	25 575,58 .ΔU%/L	32 137,55 .ΔU%/L	60 377,34 .ΔU%/L
CF-125	13,2	2 903,03 .ΔU%/L	3 487,76 .ΔU%/L	5 511,52 .ΔU%/L
	34,5	19 830,86 .ΔU%/L	23 825,25 .ΔU%/L	37 649,75 .ΔU%/L
CF-63	13,2	1 863,72 .ΔU%/L	2 106,19 .ΔU%/L	2 761,01 .ΔU%/L
	34,5	12 731,23 .ΔU%/L	14 387,56 .ΔU%/L	18 860,73 .ΔU%/L

- (1) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 75 °C (R75) y la reactancia inductiva (X) para la configuración estándar con aisladores tipo poste en una línea de 34,5 KV.

Tabla 12

SISTEMA BIFÁSICO				
Conductor (1)	Tensión (kV)	Potencia a transportar (kW) (1)		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
CF-125	13,2	1 431,48 $\Delta U\%/L$	1 725,15 $\Delta U\%/L$	2 755,76 $\Delta U\%/L$
	34,5	9 778,60 $\Delta U\%/L$	11 784,69 $\Delta U\%/L$	18 824,87 $\Delta U\%/L$
CF-63	13,2	922,91 $\Delta U\%/L$	1 045,69 $\Delta U\%/L$	1 380,51 $\Delta U\%/L$
	34,5	6 304,49 $\Delta U\%/L$	7 143,24 $\Delta U\%/L$	9 430,37 $\Delta U\%/L$

(1) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 75 °C (R75) y la reactancia inductiva (X) para la configuración estándar con aisladores tipo poste instalados en un apoyo de 9 m y a una tensión de 34,5 KV.

Cuando alguna de las distancias sea mayor, la potencia a transportar tendrá que ser menor. Se tiene, por tanto, una cota superior.

Si se toma el valor de la mayor distancia entre cargas, se obtendrá un valor de potencia por carga que es una cota inferior. Para cualquier valor de distancia entre cargas menores que éste se podrá transportar una potencia mayor.

### Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma. Para una línea trifásica vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$p=3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \text{ (W)}$$

Donde:

R: Resistencia de la línea por fase y kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

L: Longitud de la línea (km).

I: Intensidad de la línea (A).

Sin embargo, si la línea es bifásica:

$$p = 2 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{W})$$

Donde:

R: Resistencia de la línea por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ).

L: Longitud de la línea (km).

I: Intensidad de la línea (A).

El porcentaje de potencia perdida depende de la potencia transportada por la línea, que para el caso de una línea trifásica se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi \quad (\text{kW})$$

Siendo:

U: Tensión compuesta de la línea (KV).

I: Intensidad de la línea (A).

$\cos \phi$ : Factor de potencia de la línea.

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada. Ajustando unidades se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P(\%) = \frac{P}{P} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot R \cdot L \cdot I}{10 \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\%)$$
[illegible]

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (A)$$

$$\Delta P(\%) = \frac{P \cdot R \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

P: Potencia consumida (Kw.).

$$P = U \cdot I \cdot \cos \phi \text{ [kW]}$$

$$\Delta P(\%) = \frac{P}{P} \cdot 100 = \frac{2 \cdot R \cdot L \cdot I}{10 \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\%)$$

54



Tabla 18

SISTEMA BIFÁSICO				
Conductor	Tensión (kV)	Pérdida de potencia (%) (1)		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
CF-125	13,2	$5,67 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$	$4,48 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$	$3,63 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$
	34,5	$8,30 \cdot 10^{-5} \cdot P.L$	$6,56 \cdot 10^{-5} \cdot P.L$	$5,31 \cdot 10^{-5} \cdot P.L$
CF-63	13,2	$1,13 \cdot 10^{-3} \cdot P.L$	$8,94 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$	$7,24 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$
	34,5	$1,66 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$	$1,31 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$	$1,06 \cdot 10^{-4} \cdot P.L$

(1) En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 75 °C (R75).

Cuando se tiene una serie de cargas diferentes conectadas a diferentes intervalos, las pérdidas totales se obtendrán por la suma de las pérdidas en cada tramo, desde el origen hasta el punto considerado, teniendo en cuenta en el cálculo para cada tramo la carga en el mismo.

### Intensidad máxima admisible

En la tabla adjunta se indican las intensidades máximas permanentes admisibles en los diferentes tipos de cables en las condiciones de instalación (temperatura de conductor 70 °C y temperatura ambiente 20°C).



Tabla 19

	CONDUCTOR		
TENSIÓN (kV)	CF-200	CF-125	CF-63
13,2	531	400	259
34,5	513	380	237

Para otras condiciones ambientales las intensidades máximas admisibles se calculan por la expresión:

$$I_{T_2 / T_1} = I_{70 / 20} \frac{\sqrt{(T_2 - T_1)}}{\sqrt{(70 - 20)}}$$

Siendo

I: Intensidad máxima admisible para condiciones de temperatura ambiente distintas a las dadas

T2: Temperatura del cable

T1: Temperatura ambiente

### **Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores**

Las pérdidas producidas por efecto Joule en los conductores sometidos a un cortocircuito, elevan su temperatura hasta valores dependientes de la intensidad y duración de la falta, que pueden provocar una disminución en las características mecánicas de los mismos, o un deterioro de la cubierta aislante. La temperatura límite que puede alcanzar un conductor de aleación de aluminio, sin provocar una disminución de sus características mecánicas, aún después de gran número de cortocircuitos, no debe sobrepasar los 160°C (inferior a la máxima admisible en cortocircuito por el aislante que es de 250°C).

Partiendo de una temperatura máxima en el conductor antes del cortocircuito de 75°C (temperatura ambiente 20°C) y suponiendo un calentamiento adiabático durante el cortocircuito se obtiene:

$$I_{cc} = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

K = intensidad de cortocircuito admisible durante 1 segundo y que tiene por valor:

$$K = \sqrt{10^{-3} \frac{S}{\alpha} \frac{C}{R_{20}} L^n \frac{1 + \alpha(\theta_2 - 20)}{1 + \alpha(\theta_1 - 20)}}$$

Expresión en la que:

S = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

C = Calor específico del conductor por unidad de volumen = 2,60

J/cm<sup>3</sup>°C.

α = Coeficiente de variación de la resistencia = 0,0036.

R<sub>20</sub> = Resistencia del conductor a 20°C

θ<sub>2</sub> = Temperatura final después del cortocircuito = 160°C.

θ<sub>1</sub> = Temperatura máxima previa al cortocircuito = 75°C.

La tabla adjunta recoge los valores de la intensidad de cortocircuito admisible para distintas duraciones del mismo:

Tabla 20

SECCIÓN CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	TIEMPO DE DURACIÓN DEL CORTOCIRCUITO (s)							
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1	2	3
CF-200	44,5	31,5	22,3	18,2	15,7	14,1	9,96	8,13
CF-125	27,8	19,7	13,9	11,4	9,84	8,8	6,22	5,08
CF-63	13,9	9,84	6,96	5,68	4,92	4,4	3,11	2,54

## CÁLCULO MECÁNICO

En este apartado se indican los cálculos mecánicos de conductores a realizar en cualquier Proyecto Específico realizado según el presente Proyecto Tipo.

Los cálculos mecánicos de conductores dependerán de:

- ☐ Las características meteorológicas y geográficas de la zona en la que se instalen las líneas.
- ☐ La flecha que tomarán los conductores en los diferentes vanos y para las distintas hipótesis.
- ☐ Las características mecánicas de apoyos y crucetas utilizados en el presente Proyecto Tipo.
- ☐ La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis.
- ☐ Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones, a la hora de establecer las condiciones del EDS y del CHS, el presente Proyecto Tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por la IEEE en el campo de las vibraciones eólicas.

Teniendo en cuenta las características meteorológicas y geográficas de los países incluidos en este Proyecto Tipo, se han definido dos áreas con dos zonas cada una en las que variarán las condiciones en las que se realizan los cálculos mecánicos del conductor para las distintas hipótesis. Son las siguientes:

□□Área A-Zona 1: Será de aplicación en las zonas con velocidades del viento de 100 km/h con altitudes inferiores a los 2000 m.

□□Área A-Zona 2: Se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas con velocidades del viento de 100 km/h con altitudes

Superiores a los 2000 m.

□□Área B-Zona 1: Será de aplicación en las zonas con velocidades del viento de 120 km/h con altitudes inferiores a los 2000 m.

□□Área B-Zona 2: Se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas con velocidades del viento de 120 km/h con altitudes superiores a los 2000 m.

	Hipotesis viento	20 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m <sup>2</sup> (1)	20 °C	Presión de viento de 47,24 daN/m <sup>2</sup> (1)	20 °C	Presión de viento de 69,02 daN/m <sup>2</sup> (2)	20 °C	Presión de viento de 69,02 daN/m <sup>2</sup> (2)
Flecha máxima	Hipotesis temperatura	50 °C	Ninguna	50 °C	Ninguna	50 °C	Ninguna	50 °C	Ninguna
	Hipotesis temperatura excepcional	75 °C	Ninguna	75 °C	Ninguna	75 °C	Ninguna	75 °C	Ninguna
Flecha mínima	Hipotesis temperatura	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna	5 °C	Ninguna	-5 °C	Ninguna
CHS		10 °C	Ninguna	0 °C	Ninguna	10 °C	Ninguna	0 °C	Ninguna
EDS		20 °C	Ninguna	15 °C	Ninguna	20 °C	Ninguna	15 °C	Ninguna

Una vez definidas las zonas, se precisarán las características de las hipótesis de cálculo mecánico que serán de aplicación en cada una de ellas. En la siguiente tabla se resumen estas hipótesis con las correspondientes sobrecargas a considerar:

(1) La presión de viento de 47,24 daN/m<sup>2</sup> es la equivalente a la ejercida por un viento de 100 Km/H

(2) La presión de viento de 68,02 daN/m<sup>2</sup> es la equivalente a la ejercida por un viento de 120 km/h.

Se calcularán las tensiones máximas de los conductores para las hipótesis de tracción máxima (hipótesis de viento y de temperatura), CHS (Cold Hours Stress), EDS (Everyday Stress), flecha máxima y flecha mínima. El resultado de estos cálculos aparecerá reflejado en las tablas incluidas en el apartado 6.1 del presente Proyecto Tipo.

### **Curva de equilibrio de un hilo**

Se define la catenaria como la línea de equilibrio de un hilo pesado homogéneo, totalmente flexible, imaginado suspendido entre dos puntos y sometido a una fuerza constante por unidad de longitud (p).

La curva de equilibrio de este hilo vendrá dada por la ecuación de la catenaria:

$$y = H \cdot \cosh\left(\frac{x}{H}\right) \quad (\text{m})$$

Donde:

$$H = \frac{T_o}{p} \quad (\text{m})$$

Es el parámetro de la catenaria, siendo:

Y: Coordenada en el eje y del cable (m).

X: Coordenada en el eje x del cable (m).

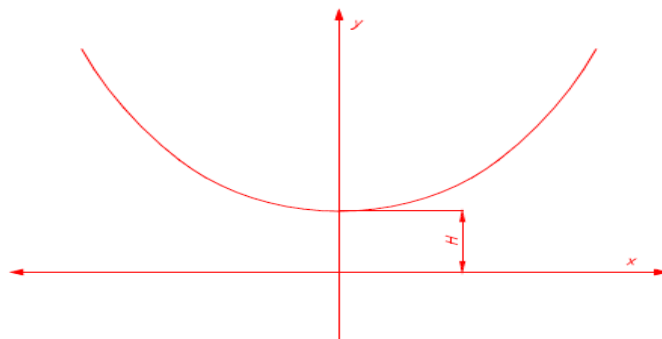
To: Tensión en el punto tangencial a la catenaria (daN).

p: Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (daN/m).

La catenaria se encontrará contenida en un plano paralelo a la fuerza por unidad de longitud.

La ecuación de la catenaria está referida a un sistema de coordenadas cartesiano ortogonal donde el eje “y” es paralelo a la dirección de la fuerza por unidad de longitud (p).

### Características de la catenaria



### Componente horizontal de la tensión del cable

La proyección horizontal de la tensión  $T_h$  en cualquier punto de la curva es constante e igual a la tensión del punto de tangencia horizontal  $T_0$  que denominamos vértice de la catenaria.

$$T \cdot \cos \alpha = cte = T_0 \quad (\text{daN})$$

Siendo:

□: ángulo formado por la tensión del conductor T y su componente horizontal Th.

### Tensión del cable

La tensión a que se ve sometido un cable en un punto determinado de la catenaria vendrá dada por la siguiente expresión:

$$T = T_o \cdot \cosh\left(\frac{x}{H}\right) \quad (\text{daN})$$

Siendo:

T: Tensión del cable (daN).

To: Componente horizontal de la tensión del cable (daN).

H: Parámetro de la catenaria (m).

x: Coordenada en el eje x del cable (m).

La dirección de esta tensión en cualquier punto será tangente a la catenaria.

La tensión en el punto medio de un vano no nivelado vendrá dado por la siguiente expresión:

$$T_m = T_o \cdot \cosh\left(\frac{x_m}{H}\right) \quad (\text{daN})$$

Donde:

$$x_m = H \cdot \operatorname{argsenh}\left(\frac{\frac{b}{2 \cdot H}}{\sinh \frac{a}{2 \cdot H}}\right) \quad (\text{m})$$

Siendo:

Tm: Tensión del cable en el punto medio del vano (daN).

To: Componente horizontal de la tensión del cable (daN).

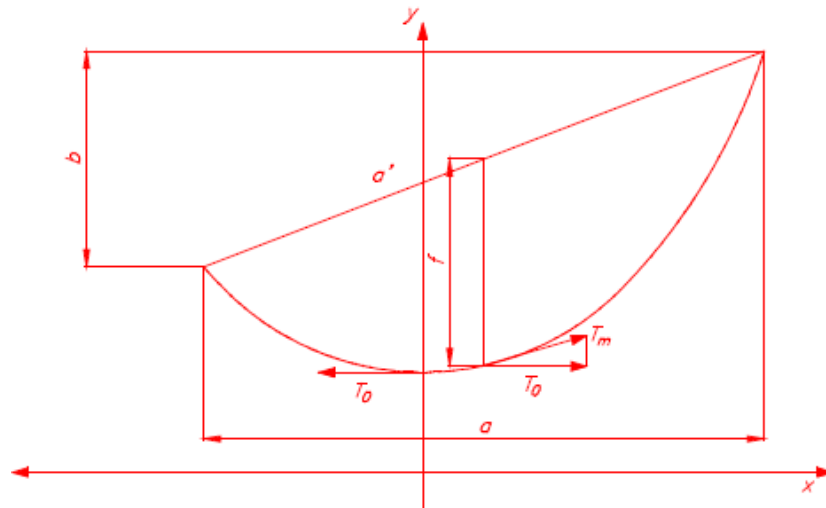


H: Parámetro de la catenaria (m).

Xm: Coordenada en el eje x del punto medio del vano (m).

a: Longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).

b: Desnivel del vano medido en la dirección vertical (m).



## Flecha

La flecha máxima para un vano no nivelado vendrá dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{T_m}{p} \cdot \left[ \cosh\left(\frac{a}{2 \cdot H}\right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

Donde:

f: Flecha (m).

Tm: Tensión del cable en el punto medio del vano (daN).

p: Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (daN/m).

a: Longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).

H: Parámetro de la catenaria (m).

### Tablas de cálculo mecánico

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a que estará sometido un cable en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales. Estas serán las condiciones de partida.

Estas condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta conjuntamente los límites estáticos y dinámicos, definidos en los apartados 2.2.3.1 y 2.2.3.2, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables. Las tablas de cálculo mecánico de conductores se determinarán mediante la ecuación de cambio de condiciones para vano nivelado:

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left[ \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

El cálculo de la flecha para vanos nivelados se determinará mediante la siguiente expresión:

$$f_2 = \frac{T_{02}}{p_2} \cdot \left[ \cosh \left( \frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_{02}} \right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

Siendo:

T02: Componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones finales (daN).

T01: Componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones iniciales (daN).

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación del cable (°C-1).

$\theta$ : Temperatura del cable en las condiciones finales (°C).

□□: Temperatura del cable en las condiciones iniciales (°C).

S: Sección total del cable (mm<sup>2</sup>).

E: Módulo de elasticidad del cable (daN/mm<sup>2</sup>).

a: Longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).

p1: Peso aparente del cable en las condiciones iniciales (daN/m).

p2: Peso aparente del cable en las condiciones finales (daN/m).

f2: Flecha del cable (m).

Al referirnos al peso aparente del cable hay que tener en cuenta las sobrecargas que están actuando sobre él en ese momento. Para eso se utilizarán las fórmulas indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 22

Área	Sobrecarga viento (daN/m)
A (zonas 1 y 2)	$p_v = 47,24 \cdot d \cdot 10^{-3}$
B (zonas 1 y 2)	$p_v = 68,02 \cdot d \cdot 10^{-3}$
$p_a = \sqrt{p^2 + p_v^2}$	

Siendo:

Pv: Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor o cable (daN/m).

d: Diámetro del conductor (mm).

pa.: Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable con condiciones de sobrecarga (daN/m).

p: Peso por unidad de longitud del cable (daN/m).

Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a una ecuación de tercer grado en función de  $T_2$ ,  $\alpha$  y  $p_2$ . De esta forma, para cada temperatura final  $\alpha$  y peso aparente final  $p_2$  predeterminados, se obtienen los valores de tensión final  $T_2$  y flecha final  $f_2$ .

### Límite estático

La tensión máxima de los conductores en función de la zona donde se encuentre la línea serán las indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 23

Características mecánicas de los conductores			
Conductor	Carga rotura (daN)	Coef. Seguridad ( $C_c$ )	Tensión máxima (daN)
CF-200	5 900	2,5	2360
CF-125	3 810	2,5	1524
CF-63	1 980	2,5	792

### Límites dinámicos

Los fenómenos vibratorios se tendrán presente en las siguientes hipótesis de carga:

#### Hipótesis CHS (Cold Hours Stress)

La hipótesis de carga CHS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en las condiciones de tensión más elevada que es probable que ocurra periódicamente (10 °C en la zona 1 y 0 °C en la zona 2) sin sobrecarga, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura. Los porcentajes de la carga de rotura que no se pueden superar en las condiciones anteriormente citadas serán los indicados en la siguiente tabla:

Tabla 24

<b>Hipótesis CHS – Porcentajes de la carga de rotura</b>		
<b>Conductor</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>
CF-200	17 %	
CF-125	17,5 %	
CF-63	18 %	

### **Hipótesis EDS (Everyday Stress)**

La hipótesis de carga EDS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en condiciones de temperatura normal (20 °C en la zona 1 y 15 °C en la zona 2) sin sobrecarga, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura.

Los porcentajes de la carga de rotura que no se pueden superar en las condiciones anteriormente citadas serán los indicados en la siguiente tabla:

Tabla 26

<b>Hipótesis EDS – Porcentajes de la carga de rotura</b>		
<b>Conductor</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>
CF-200	15 %	
CF-125	15,5 %	
CF-63	16 %	

Teniendo en cuenta lo expuesto, en el apartado 6.1 del presente documento se incluyen las tablas de cálculo mecánico y tendido de conductores.

### **Vanos ideales de regulación**

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos apoyos de anclaje, de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación.

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i'^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i'^2}{a_i}}$$

$$a_i' = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \quad (m)$$

Donde:

$a_i$ : Longitud del vano  $i$  medido en la dirección longitudinal (m).

$b_i$ : Desnivel del vano  $i$  medido en la dirección vertical (m).

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{a_i'^2}{a_i}}} \quad (m)$$

La ecuación de cambio de condiciones se determinará mediante la siguiente expresión:

$$(k \cdot T_{02})^3 + (k \cdot T_{02})^2 \left[ \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a_r^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot (k \cdot T_{01})^2} - k \cdot T_{01} \right] = \frac{a_r^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

Siendo:

$T_{02}$ : Componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones finales (daN).

$T_{01}$ : Componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones iniciales (daN).

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación del cable ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

$\theta_2$ : Temperatura del cable en las condiciones finales ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$\theta_1$ : Temperatura del cable en las condiciones iniciales ( $^{\circ}\text{C}$ ).

S: Sección total del cable (mm<sup>2</sup>).

E: Módulo de elasticidad del cable (daN/mm<sup>2</sup>).

ar.: Longitud del vano ideal de regulación (m).

p1: Peso aparente del cable para las condiciones iniciales (daN/m).

p2: Peso aparente del cable para las condiciones finales (daN/m)..

### **Tablas de regulación**

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna. A diferencia de la tabla de tendido, se tendrá en cuenta el desnivel existente entre los apoyos que constituyen cada vano.

La componente horizontal de la tensión de cada cantón se calculará mediante la ecuación de cambio de condiciones establecida en el apartado 2.2.4, para el vano ideal de regulación correspondiente.

Las flechas de cada vano del cantón se determinarán mediante la siguiente expresión:

$$f = \frac{T_{mi}}{p} \cdot \left[ \cosh\left(\frac{a_i}{2 \cdot H}\right) - 1 \right] \quad (m)$$

Donde:

f: Flecha (m).

T<sub>mi</sub>: Tensión del cable en el punto medio de la vana i (daN).

p: Fuerza por unidad de longitud o peso aparente (daN/m).

a<sub>i</sub>: Longitud del vano i medido en la dirección longitudinal (m).

H: Parámetro de la catenaria (m).

### Curvas de replanteo

El valor de la flecha en vanos nivelados vendrá dado por la siguiente expresión:

$$f = \frac{T_0}{p_a} \cdot \left[ \cosh \left( \frac{a \cdot p_a}{2 \cdot T_0} \right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

Siendo:

T<sub>0</sub>: Componente horizontal de la tensión del cable correspondiente al vano de regulación obtenido (daN).

p<sub>a</sub>: Peso aparente del cable (daN/m).

a: Longitud del vano (m).

Con los valores de p<sub>a</sub> y T<sub>0</sub> de cada vano de regulación obtenidos en las siguientes hipótesis:

□□ La flecha máxima será aquella que resulte mayor de la comparación de las condiciones siguientes:

a) Hipótesis viento: □2 = +20 °C y sobrecarga de viento de 100 km/h en las zonas 1 y 2 del área A y □2 = +20 °C y sobrecarga de viento de 120 km/h en las zonas 1 y 2 del área B.

b) Hipótesis temperatura: □2 = +50 °C en las zonas 1 y 2 sin actuar sobrecarga alguna.

c) Hipótesis temperatura excepcional: □2 = +75 °C en las zonas 1 y 2 sin actuar ninguna sobrecarga.

□□ Flecha mínima:

a) Temperatura □2 = 5 °C en la zona 1 y -5° en la zona 2.



Se obtendrán los parámetros de la catenaria de las curvas de replanteo correspondientes a la flecha máxima y mínima respectivamente.

Teniendo en cuenta lo expuesto, también se incluirán los parámetros de la catenaria, correspondientes a las flechas máximas y mínimas, para distintos vanos de regulación, en las tablas de cálculo mecánico de conductores.

## **AISLAMIENTO**

El nivel de aislamiento para cualquier línea eléctrica realizada según el presente Proyecto Tipo podrá ser normal o reforzado, si bien teniendo en cuenta la especial aplicación de estas líneas en zonas que requieren mayor calidad de servicio que el que proporcionarían las líneas con conductor desnudo, se utilizará prioritariamente el aislamiento reforzado con aislador de composite, aunque singularmente podrán construirse con aislamiento normal de porcelana.

Las características constructivas, mecánicas y eléctricas de los aisladores están definidas en las especificaciones Técnicas correspondientes.

## **DISTANCIAS DE SEGURIDAD**

Dado que estas redes se tratan de líneas con conductores forrados (no aislados), se pueden reducir las distancias de seguridad entre conductores del mismo y diferente circuito con respecto a las fijadas para conductores desnudos, aunque para el resto de las distancias de seguridad se respetarán las dadas para conductores desnudos.

Las distancias mínimas de seguridad cumplen una doble función:

☐ ☐ Limitar la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o equipos.

□□ Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada. Todas las distancias de seguridad se deben medir de superficie a superficie.

Cuando los conductores se encuentren en distinto plano vertical se mantendrá la separación indicada como distancia de seguridad vertical, para ángulos mayores o iguales de  $45^{\circ}$ . Para ángulos inferiores su separación mínima será la considerada como distancia de seguridad horizontal.

En la medición de distancias, los herrajes y accesorios que están energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea se deben considerar como parte integral de los mismos conductores. Además, las partes metálicas de los pararrayos y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

# **RESULTADO DEL ESTUDIO**

## **9. RESULTADOS DEL ESTUDIO**

A continuación se presentan los resultados del estudio, definidos en las siguientes partes:

- Cartera Topográfica

## CARTA TOPOGRÁFICA PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BELLA ENA, CORREGIMIENTOS DE PIVIJAY MAGDALENA.

No ESTRUCT	POSTE	TIPO DE ESTRUCTURA	CONFIGURACIÓN	DISTANCIA DE VANO	X	Y	RETENIDA	ANGULO
EP01	12 x 750 Dan	FIN DE LINEA	HORIZONTAL	83,1	571388	1166247	2	0
EP02	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	121,0	571385	1166330		1
EP03	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	113,1	571382	1166451		1
EP04	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	114,0	571378	1166564		1
EP05	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	113,1	571375	1166678		1
EP06	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	114,1	571371	1166791		0
EP07	12 x 750 Dan	ANCLAJE	TRIANGULAR	122,0	571367	1166905	2	1
EP08	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	120,1	571364	1167027		1
EP09	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	122,0	571360	1167147		1
EP10	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	119,1	571357	1167269		1
EP11	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	116,1	571353	1167388		0
EP12	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	127,1	571349	1167504		0
EP13	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	120,1	571345	1167631		0
EP14	12 x 750 Dan	ANGULO	TRIANGULAR AC	95,8	571341	1167751	3	12
EP15	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	95,8	571318	1167844		0
EP16	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	96,3	571295	1167937		1
EP17	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	116,2	571274	1168031		3
EP18	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	127,3	571243	1168143		2
EP19	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	120,5	571214	1168267		1
EP20	12 x 750 Dan	ANCLAJE	TRIANGULAR	128,8	571185	1168384	2	0
EP21	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	117,4	571154	1168509		0
EP22	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	124,7	571126	1168623		0

**CARTA TOPOGRÁFICA PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BELLA ENA, CORREGIMIENTOS DE PIVIJAY MAGDALENA.**

<b>No ESTRU</b>	<b>POSTE</b>	<b>TIPO DE ESTRUCTURA</b>	<b>CONFIGURACIÓN</b>	<b>DISTANCIA DE VANO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>RETENIDA</b>	<b>ANGULO</b>
EP23	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	115,4	571096	1168744		0
EP24	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	126,6	571068	1168856		0
EP25	12 x 750 Dan	ANGULO	TRIANGULAR AC	91,8	571038	1168979	3	53
EP26	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	121,7	570954	1169016		0
EP27	12 x 750 Dan	ANGULO	TRIANGULAR DOBLE	111,1	570843	1169066	1	63
EP28	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	119,1	570838	1169177		0
EP29	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	119,1	570833	1169296		0
EP30	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	123,1	570828	1169415		0
EP31	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	123,1	570823	1169538		0
EP32	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	116,1	570818	1169661		0
EP33	12 x 750 Dan	ANCLAJE	TRIANGULAR	96,0	570813	1169777	2	2
EP34	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	123,0	570812	1169873		0
EP35	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	122,0	570810	1169996		0
EP36	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	123,0	570808	1170118		0
EP37	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	121,0	570807	1170241		0
EP38	12 x 750 Dan	ANGULO	TRIANGULAR AC	114,0	570805	1170362	3	47

**CARTA TOPOGRÁFICA PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL BELLA ENA, CORREGIMIENTOS DE PIVIJAY MAGDALENA.**

<b>No ESTRUC</b>	<b>POSTE</b>	<b>TIPO DE ESTRUCTURA</b>	<b>CONFIGURACIÓN</b>	<b>DISTANCIA DE VANO</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>RETENIDA</b>	<b>ANGULO</b>
EP39	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	111,9	570720	1170438		0
EP40	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	119,8	570636	1170512		0
EP41	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	120,4	570546	1170591		0
EP42	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	119,8	570456	1170671		0
EP43	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	82,9	570366	1170750		0
EP44	14 x 750 Dan	ANGULO	VERTICAL	78,0	570304	1170805	7	101
EP45	12 x 750 Dan	ALINEACIÓN	TRIANGULAR	78,0	570264	1170738		0
EP46	12 x 750 Dan	FIN DE LINEA	BANDERA		570224	1170671		180
ES02	9 x 510 Dan	AUXILIAR RETENIDA	AUXILIAR		510218	1170660	1	

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)	331,5	Tense (daN)	238,45	Tense (daN)	195,33
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	83,05	0,55		0,84		1,09	
Vano 2	121,04	1,17		1,59		1,91	
Vano 3	113,07	1,02		1,42		1,72	
Vano 4	114,04	1,04		1,44		1,75	
Vano 5	113,07	1,02		1,42		1,72	
Vano 6	114,07	1,04		1,44		1,75	

### RESULTADO CALCULOS MECÁNICOS

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)	331,50	Tense (daN)	244,37	Tense (daN)	203,19
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	122,04	1,19		1,61		1,94	
Vano 2	120,07	1,15		1,57		1,89	
Vano 3	122,04	1,19		1,61		1,94	
Vano 4	119,07	1,13		1,55		1,86	
Vano 5	116,07	1,08		1,48		1,79	
Vano 6	127,06	1,29		1,73		2,06	
Vano 7	120,07	1,15		1,57		1,89	



Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura		Temperatura		Temperatura	
		Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)		Tense (daN)		Tense (daN)	
		Tense (daN)	331,50	Tense (daN)	238,05	Tense (daN)	194,80
		Flecha (m)	831,50	Flecha (m)	241,77	Flecha (m)	199,73
Vano 1	95,80	Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 2	91,78		0,73		1,07		1,35
Vano 3	95,80		0,73		1,07		1,35
Vano 4	121,74		1,18		1,60		1,93
Vano 5	96,32		0,74		1,08		1,36
Vano 6	111,21		0,88		1,27		1,68
Vano 7	116,21		1,08		1,48		1,88
Vano 8	119,19		1,13		1,55		1,87
Vano 9	127,33		1,30		1,73		2,07
Vano 10	119,10		1,13		1,55		1,87
Vano 11	128,54		1,18		1,58		1,90
Vano 12	123,10		1,21		1,64		1,96
Vano 13	123,10		1,21		1,64		1,96
Vano 14	116,11		1,08		1,48		1,79

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)	331.50	Tense (daN)	242.73	Tense (daN)	201.01
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	96,01		0,74		1,07		1,35
Vano 2	123,02		1,21		1,63		1,96
Vano 3	122,02		1,19		1,61		1,93
Vano 4	123,00		1,21		1,63		1,96
Vano 5	121,02		1,17		1,59		1,91

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)		Tense (daN)		Tense (daN)	
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	128,79		1,33		1,77		2,10
Vano 2	117,39		1,10		1,51		1,82
Vano 3	124,66		1,24		1,67		2,00
Vano 4	115,45		1,07		1,47		1,78
Vano 5	126,61		1,28		1,72		2,05

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)	331,50	Tense (daN)	239,75	Tense (daN)	197,04
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	114,02	1,04		1,44		1,75	
Vano 2	111,95	1,00		1,39		1,70	
Vano 3	119,75	1,15		1,56		1,88	
Vano 4	120,42	1,16		1,58		1,90	
Vano 5	119,75	1,15		1,56		1,88	
Vano 6	82,88	0,55		0,84		1,09	

Número del Vano	Longitudes del Vano (m)	Temperatura (°C)	10,0	Temperatura (°C)	30,0	Temperatura (°C)	45,0
		Tense (daN)	331,50	Tense (daN)	212,95	Tense (daN)	161,63
		Flecha (m)		Flecha (m)		Flecha (m)	
Vano 1	78,03	0,49		0,76		1,00	
Vano 2	78,03	0,49		0,76		1,00	

## RESULTADO CALCULOS ELÉCTRICOS

<b>TENSIÓN NOMINAL (V)</b>	<b>13200</b>
<b>FACTOR DE PONTENCIA</b>	<b>0,9</b>
<b>FACTOR DE DEMANDA</b>	<b>0,28%</b>
<b>LIMITE DE REGULACIÓN</b>	<b>3,00%</b>

<b>REGULACIÓN MAX (%):</b>	<b>0,0673</b>
<b>PÉRDIDA MAX (%):</b>	<b>0,0006</b>
<b>PÉRDIDA MAX (kW):</b>	<b>0,0164</b>

## RESULTADOS PARCIALES

TRAMO	LONGITUD DE VANO	POTENCIA TRANSP.	REGULACIÓN PARCIAL	REGULACIÓN ACUMULADA	CORRIENTE	PERDIDA PARCIAL
1-2	83	75	0,0011	0,0011	1,2369	0,00027
2-3	121	75	0,0016	0,0027	1,2369	0,00040
3-4	113	75	0,0015	0,0042	1,2369	0,00037
4-5	114	75	0,0015	0,0058	1,2369	0,00038
5-6	113	75	0,0015	0,0073	1,2369	0,00037
6-7	114	75	0,0015	0,0088	1,2369	0,00038
7-8	122	75	0,0016	0,0104	1,2369	0,00040
8-9	120	75	0,0016	0,0121	1,2369	0,00040
9-10	122	75	0,0016	0,0137	1,2369	0,00040
10-11	119	75	0,0016	0,0153	1,2369	0,00039
11-12	116	75	0,0016	0,0168	1,2369	0,00038
12-13	127	75	0,0017	0,0185	1,2369	0,00042
13-14	120	75	0,0016	0,0201	1,2369	0,00040
14-15	96	75	0,0013	0,0214	1,2369	0,00032
15-16	96	75	0,0013	0,0227	1,2369	0,00032
16-17	96	75	0,0013	0,0240	1,2369	0,00032
17-18	116	75	0,0016	0,0256	1,2369	0,00038
18-19	127	75	0,0017	0,0273	1,2369	0,00042
19-20	121	75	0,0016	0,0289	1,2369	0,00040
20-21	129	75	0,0017	0,0306	1,2369	0,00042

TRAMO	LONGITUD DE VANO	POTENCIA TRANSP.	REGULACIÓN PARCIAL	REGULACIÓN ACUMULADA	CORRIENTE	PERDIDA PARCIAL
21-22	117	75	0,0016	0,0322	1,2369	0,00039
22-23	125	75	0,0017	0,0338	1,2369	0,00041
23-24	115	75	0,0015	0,0354	1,2369	0,00038
24-25	127	75	0,0017	0,0371	1,2369	0,00042
25-26	92	75	0,0012	0,0383	1,2369	0,00030
26-27	122	75	0,0016	0,0399	1,2369	0,00040
27-28	111	75	0,0015	0,0414	1,2369	0,00037
28-29	119	75	0,0016	0,0430	1,2369	0,00039
29-30	119	75	0,0016	0,0446	1,2369	0,00039
30-31	123	75	0,0016	0,0463	1,2369	0,00041
31-32	123	75	0,0016	0,0479	1,2369	0,00041
32-33	116	75	0,0016	0,0495	1,2369	0,00038
33-34	96	75	0,0013	0,0508	1,2369	0,00032
34-35	123	75	0,0016	0,0524	1,2369	0,00040
35-36	122	75	0,0016	0,0540	1,2369	0,00040
36-37	123	75	0,0016	0,0557	1,2369	0,00040
37-38	121	75	0,0016	0,0573	1,2369	0,00040
38-39	114	75	0,0015	0,0588	1,2369	0,00038
39-40	112	75	0,0015	0,0603	1,2369	0,00037
40-41	120	75	0,0016	0,0619	1,2369	0,00039
41-42	120	75	0,0016	0,0636	1,2369	0,00040
42-43	120	75	0,0016	0,0652	1,2369	0,00039
43-44	83	75	0,0007	0,0659	0,8205	0,00012
44-45	78	50	0,0007	0,0666	0,8205	0,00011
45-46	78	25	0,0007	0,0673	0,8205	0,00011

PRESUPUESTO PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN VEREDA BELLA ENA									
ITEM	DESCRIPCION	UN	CANT. ANTERIOR	MATERIALES	TRANSP.	EQ. Y H.	MANO DE OBRA	VALOR UNITARIO	VALOR ANTERIOR
1	<a href="#">DESPEJE DE ZONA DE SERVIDUMBRE PARA LÍNEA DE 13.2 KV</a>	KM	5,618	\$	\$ 60.000	\$ 150.000	\$ 480.344	\$ 690.344	\$ 3.878.144
2	<a href="#">REPLANTEO. LOCALIZACIÓN Y ESTAQUILLADO</a>	KM	5,618	\$ 100.000	\$ 12.000	\$ 5.000	\$ 43.304	\$ 160.304	\$ 900.538
3	<a href="#">APERTURO DE HUECO HASTA 0.75 M3</a>	UN	47		\$ 18.000	\$ 21.000	\$ 26.941	\$ 65.941	\$ 3.099.232
4	<a href="#">POSTE DE CONCRETO DE 12 M X 750 KG</a>	UN	47	\$ 496.000	\$ 43.560	\$ 46.200	\$ 37.092	\$ 622.852	\$ 29.274.037
5	<a href="#">CIMENTACIÓN CILÍNDRICA CON HORMIGÓN PARA POSTE DE CONCRETO DE 12 M X 750 KGF</a>	UN	47	\$ 92.400	\$ 15.840	\$ 10.340	\$ 9.031	\$ 127.611	\$ 5.997.716
6	<a href="#">ARMADO MT 13.2 KV CIRCUITO TRIFÁSICO HORIZONTAL FIN DE LÍNEA (INCLUYE AISLAMIENTO)</a>	UN	1	\$ 595.866	\$ 18.000	\$ 15.000	\$ 62.993	\$ 691.859	\$ 691.859
7	<a href="#">ARMADO SIMP CTO TRIF ALIN Y ÁG &lt;5° VANO LARGO ACSR 1/0 S/N (SIMETRICO)</a>	UN	36	\$ 376.370	\$ 18.000	\$ 15.000	\$ 62.993	\$ 472.362	\$ 17.005.037
8	<a href="#">ARMADO DOBLE AIS CTO TRIF ALIN ANG &gt;5° VANO LARGO ACSR 1/0 (SIMETRICO)</a>	UN	1	\$ 728.347	\$ 18.000	\$ 15.000	\$ 62.993	\$ 824.340	\$ 824.340
9	<a href="#">ARMADO SIMP CTO TRIF ANCLAJE VANO LARGO CONFIGURACION SIMETRICA</a>	UN	6	\$ 1.201.473	\$ 18.000	\$ 15.000	\$ 41.949	\$ 1.276.422	\$ 7.658.533
10	<a href="#">ARMADO SIMP CTO TRIF ANCLAJE 30-60°, ACSR 1/0</a>	UN	1	\$ 968.277	\$ 18.000	\$ 15.000	\$ 41.949	\$ 1.043.226	\$ 1.043.226
11	<a href="#">ARMADO ABANICO (PULL OVER) 60-90°</a>	UN	1	\$ 1.041.222	\$ 12.000	\$ 15.000	\$ 26.941	\$ 1.095.163	\$ 1.095.163
12	<a href="#">ML TENDIDO LÍNEA TRIFÁSICA ACSR # 1/0 AWG</a>	M	5.617,7	\$ 5.814	\$ 1.080	\$ 1.000	\$ 1.499	\$ 9.393	\$ 52.768.038
13	<a href="#">JUEGO DE 3 PARARRAYOS AUTOVÁLVULA A 13.2 KV</a>	JUEGO	3	\$ 438.219	\$ 8.400	\$ 15.000	\$ 38.177	\$ 499.796	\$ 1.499.387
14	<a href="#">JUEGO DE 3 CORTACIRCUITOS A 15 KV - 100 A</a>	JUEGO	3	\$ 845.955	\$ 8.400	\$ 15.000	\$ 38.177	\$ 907.532	\$ 2.722.595
15	<a href="#">RETENIDA PARA SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO DE MT ACSR 1/0 AWG</a>	UN	25	\$ 164.857	\$ 28.800	\$ 1.000	\$ 12.820	\$ 207.477	\$ 5.186.919
16	<a href="#">ENCANEADO DE POSTES Y RETENIDAS</a>	UN	47	\$ 18.000	\$ 3.600	\$ 1.000	\$ 6.150	\$ 28.750	\$ 1.351.229
17	<a href="#">PUESTA A TIERRA SIMPLE EN POSTE DE HORMIGÓN HASTA 12 M</a>	UN	3	\$ 174.290	\$ 1.800	\$ 15.000	\$ 16.654	\$ 207.744	\$ 623.233
COSTOS DIRECTOS								\$	135.619.225

## PRESUPUESTO DEFINITIVO

<b>COSTOS DIRECTOS</b>		<b>\$ 135.619.225</b>
<b>IVA SOBRE MATERIALES</b>	<b>16%</b>	<b>\$ 15.090.007,49</b>
<b>ADMINISTRACION</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 8.137.154,00</b>
<b>IMPREVISTOS</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 8.137.154,00</b>
<b>UTILIDADES</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 8.137.154,00</b>
<b>IVA SOBRE UTILIDADES</b>	<b>16%</b>	<b>\$ 1.301.945,00</b>
<b>VALOR AIU + UTILIDADES</b>		<b>\$ 25.713.407,00</b>
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>\$</b>	<b>176.422.639,78</b>

## CONCLUSION

Las alternativas de desarrollo para mejorar los procesos en la agricultura, la calidad de vida de y desarrollo de los pueblos debería ser uno de los objetivos principales de nuestro gobierno y de cada uno de los estudios realizados en los entes universitario e investigativos del país.

Para el caso, la problemática que enmarcó este estudio se encuentra enfocada hacia ese beneficio que todos tenemos derecho a recibir y que la ley 142 ampara, pero que pocas poblaciones actualmente gozan como son los servicios públicos domiciliarios, se puede observar esta problemática desde el punto de vista que es el desaguiamiento del gobierno hacia las poblaciones vulnerables de Colombia, que impacta y afecta las condiciones de vida de los mismos pues la mayoría de los dirigentes de estos lugares desconocen los fondos o tiene impedimentos para acceder a programas de beneficio gubernamentales como PRONE, FOES y FAER mediante los cuales se puede dar solución al problema principal que dio motivo a este estudio como lo es la electrificación de estas zonas; contribuyendo con esto al desarrollo de las poblaciones y al avance progresivo de las mismas.

Del estudio que se realizó durante este periodo se puede destacar el cumplimiento del objetivo general y se puede definir que si constituye una herramienta básica para iniciar la ejecución de un proyecto de electrificación rural de la vereda Bella Ena mediante las pautas y documentos planteados, las cuales permitirán a la comunidad establecer una base directa para solicitar a los entes encargados y a sus dirigentes el cumplimiento de la ley para el fortalecimiento de nuestras regiones y ser mas competitivos a nivel regional, nacional e internacional.

El análisis de las delimitantes que se pudieron satisfacer permitieron establecer que estudio se orientara hacia el cumplimiento de los requisitos exigidos por el gobierno para participar en la asignación de recurso de inversión en el área minero

energética, se pudo obtener gracias a datos reales una buena disertación del presupuesto, diseño, selección de elementos y una completa observación de todos los recursos necesarios para ejecutar el proyecto de electrificación rural.

Se logró por parte de la alcaldía de Pivijai y el departamento de planeación municipal el compromiso para evaluar la factibilidad de este proyecto con prelación gracias al impacto social que este tiene e impulsarlo a través de sus facultades territoriales y gubernamentales, permitiendo que los recursos establecidos por el gobierno nacional se les de el respectivo y oportuno manejo para el cual se asignaron esto permitirá que la vereda y sus habitantes mejoren su calidad de vida y puedan gracias al servicio de energía eléctrica tecnificar los procesos y sus actividades diarias en los cultivos de palma.

Debido a inconvenientes para el desarrollo de esta tesis se concluyó que algunos objetivos específicos no se cumplieron a cabalidad por negativas y aspectos como la falta de información de los habitantes de la vereda sobre la acción del gobierno local y los recursos que este puede gestionar para poder solucionarles su problemática, a esto se sumó la falta de cooperación de algunos propietarios de fincas aledañas lo cual obligó a que el estudio se replanteara el trazado del tendido para utilizar el menor terreno de servidumbre posible.

Se consideró que las condiciones topográficas que reúne el terreno son viables para la ejecución del proyecto gracias a sus áreas planas y accesibilidad debido a una baja densidad boscosa lo cual induce a que el tendido de redes se lleve por terrenos en donde no se comprometa ni se impacte la agricultura de la zona, no obstante el nivel freático es alto debido a las inundaciones que se producen el sector esto obligó a presupuestar el proyecto con apoyos sementados para evitar que se afecte el tendido en caso que se cumplan algún de las hipótesis que se establecen para este tipo de proyecto.

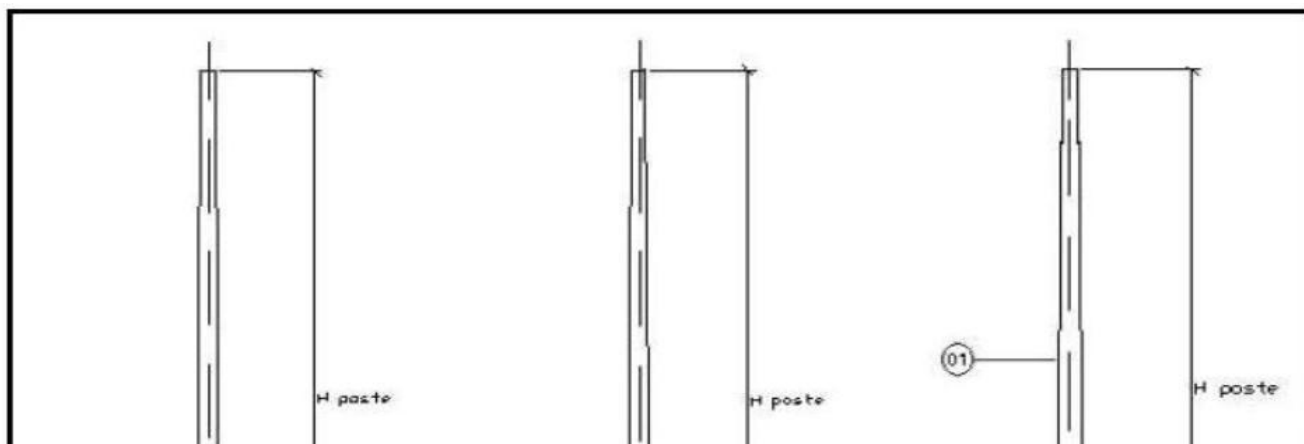


Examinando la potencia propuesta a transferir en este tendido se ultimó que en beneficios técnico para la infraestructura del proyecto y en disminución de costos los el conductor adecuado seria el raven 1/0 debido a que es un conducto con el que se maneja bajo peso y los costos del mismo son menores, con esto se consiguió plantear la factibilidad del estudio aplicando inversión en energía limpia y con un impacto ambientan mínimo.

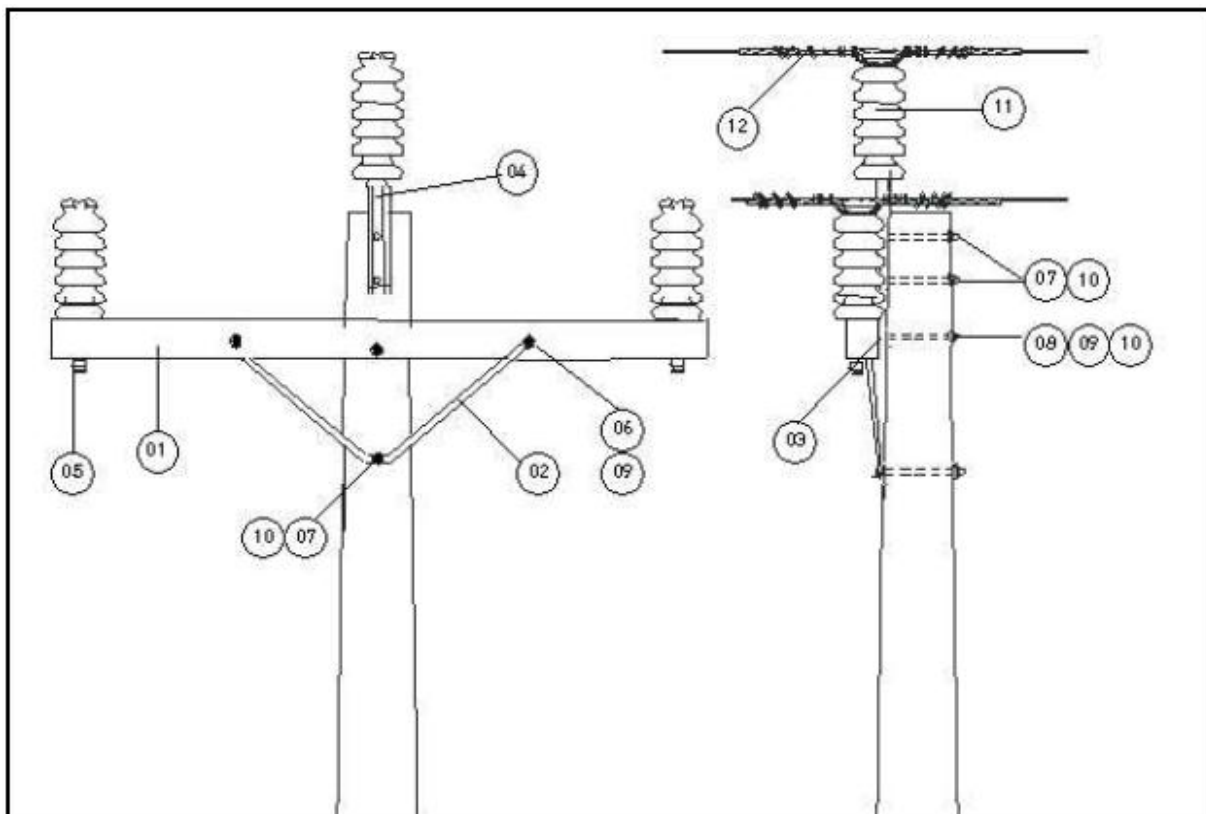
Por ultimo se puede dejar abierto el llamado a toda la comunidad estudiantil y a los entes gubernamentales para que dirijan su mirada y enfoquen estudios e investigaciones que impacten favorablemente la gestión para mejorar la calidad de vida de las comunidades afectadas, de igual forma se espera que con la terminación del estudio, este se convierta en la base para que futuras generaciones puedan implementarlo para contribuir con el desarrollo de las mismas.

# ANEXOS

## ANEXO A. TIPOS DE ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES



## ANEXO B. TIPOS DE ARMADOS Y ANGULOS DE ALINEACIÓN





ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	459727		1	1	CRUCETA DE MADERA INMUNIZADA 100 x 100 x 2400 mm (4" x 4" x 8") (con bonder)	RA3-202
02	474826		2	2	DIAGONAL RECTA EN VARILLA DE (3/4" x 780 mm)	RA1-102
03	464713		1	1	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA DE 95 x 115 mm	RA1-206
04			1		ESPIGO EXTREMO DE POSTE PARA AISLADOR LINE POST	RA1-204
05	437656	X	2	2	PERNO LARGO AC GALVANIZADO 19 mm - 19 mm x 180 mm (3/4" - 3/4" x 7")	PM2900201
06	437647	X	2	2	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. 13 x 150 mm ( 5/8" x 6")	PM2900302
07	526185		3	1	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. DE 16 x 250 mm (5/8" x 10")	RA1-401
08	437651	X	1	1	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. DE 16 x 305 mm (5/8" x 12")	PM2900401
09	440944	X	8	6	ARANDELA PLANA REDONDA DE 5/8"	PM2901201
10	441264	X	4	2	ARANDELA CURVA CUADRADA 5/8"	PM2901301
11	441247 (441248) (436991) (436992)	X	3	2	AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13.2 kV - PM3100402 AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 34.5 kV - PM3100502 (AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13.2 kV (ANSI 57-1)) PM3100102 (AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34.5 kV (ANSI 57-3)) PM3100202	SP3100405 (SP3100106)
12	437711 (437710) (437712)	X	3	2	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL. 57-1-3 ACSR 1/0 AWG (4/0AWG - 266MCM) (477MCM)	PM3200202

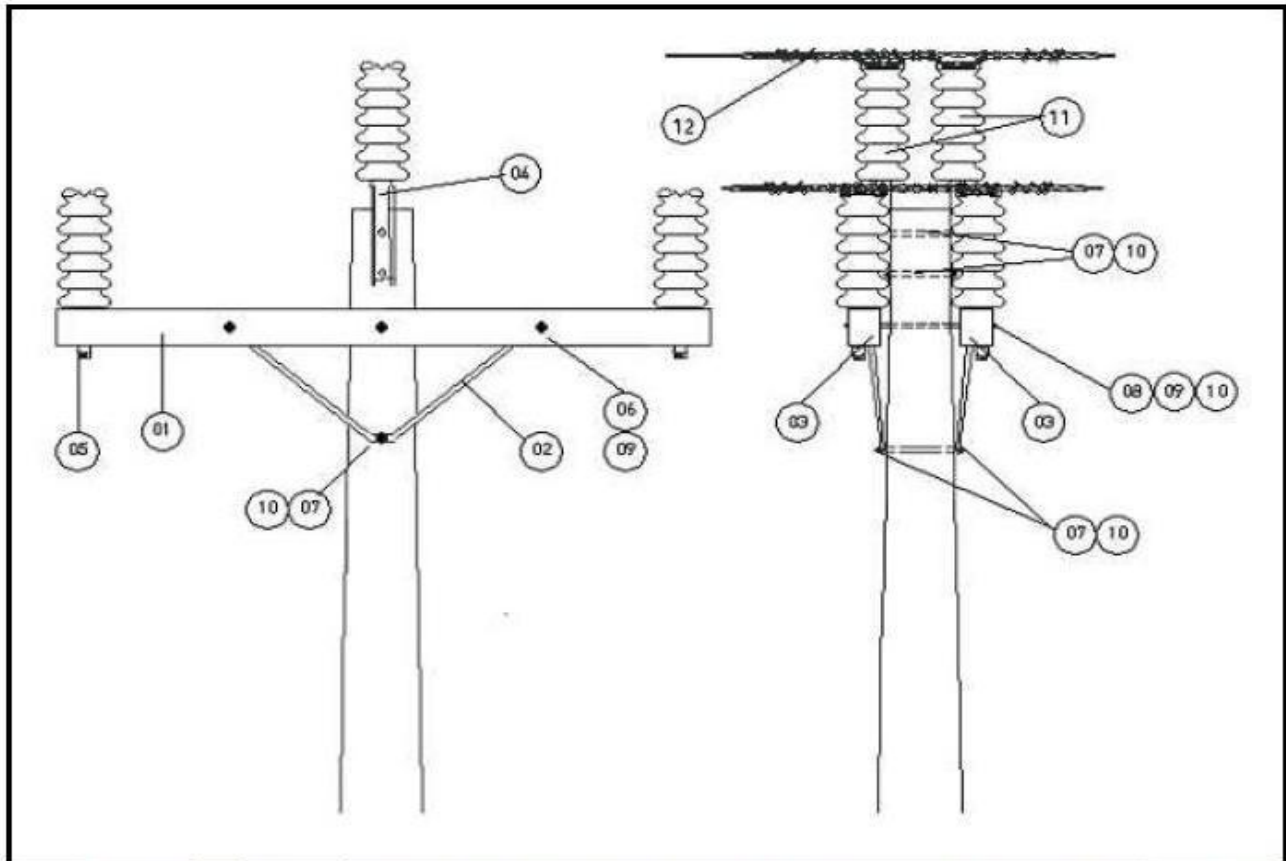
### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material.
2	Montaje del conjunto.
3	Amarre del conductor al aislador tipo poste mediante retención preformada.
4	Limpieza del área.

### ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO TRIANGULAR ALINEACIÓN Y ANGULO < 5°

		<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>			
Revisó:	Fecha:			Aprobó:	Plano Constructivo: PC: 0430060

## ANEXO C. TIPOS DE ARMADOS CIRCUITO SIMPLE





ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	459727		2	2	CRUCETA DE MADERA INMUNIZADA 100 x 100 x 2400 mm (4" x 4" x 8') (con bonder)	RA3-202
02	474826		4	4	DIAGONAL RECTA EN VARILLA DE 3/4" x 780 mm	RA1-102
03	464713		2	2	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA DE 95 x 115 mm	RA1-206
04			2		ESPIGO EXTREMO DE POSTE PARA AISLADOR LINE POST	RA1-204
05	437656	X	4	4	PERNO LARGO AC GALVANIZADO 19mm – 19 x 180 mm (3/4" - 3/4" X 7")	PM2900201
06	437647	X	4	4	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. 13 x 150 mm (5/8"x6")	PM2900302
07	526185		3	1	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. DE 16 x 250 mm (5/8"x10")	RA1-401
08	450114	X	3	3	PERNO DE ROSCA CORRIDA AC GALVANIZADO CT DE 16 x 500 mm (5/8"x20")	PM2901602
09	440944	X	22	16	ARANDELA PLANA REDONDA DE 5/8"	PM2901201
11	441247	X	6	4	AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13.2 kV - PM3100402	SP3100405 (SP3100106)
	(441248)		6	4	AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 34.5 kV - PM3100502	
	(436991)		(6)	(4)	(AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13.2 kV (ANSI 57-1)) PM3100102	
	(436992)		(6)	(4)	(AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34.5 kV (ANSI 57-3)) PM3100202	
12	437713 (437714) (437715) (525796)	X	6	4	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA DOBLE" AISL.57-1-3 ACSR 1/0 AWG (4/0AWG) (266MCM) (477MCM)	PM3200302

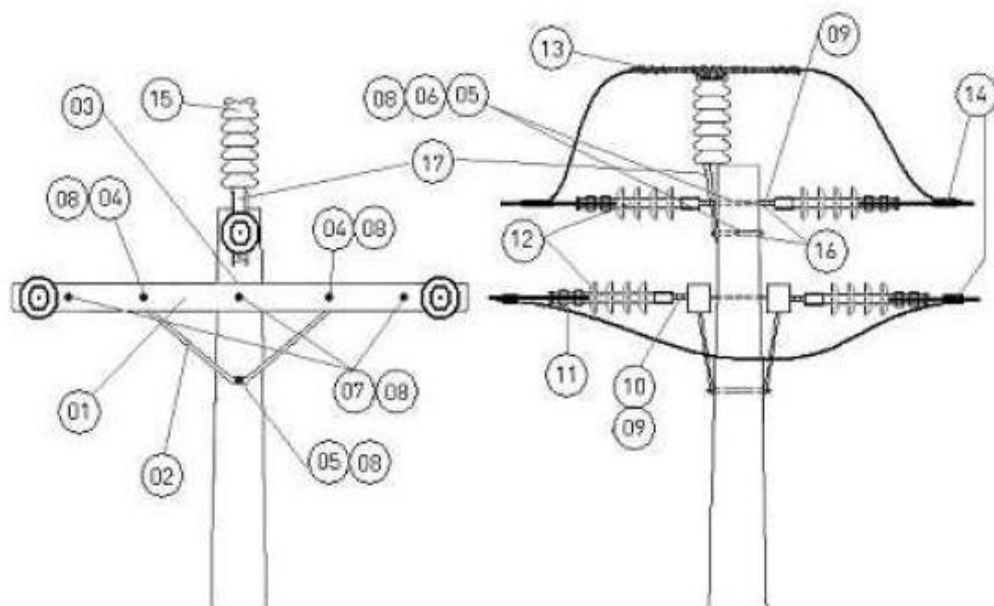
### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material.
2	Montaje del conjunto.
3	Amarre del conductor al aislador tipo poste mediante retención preformada.
4	Limpeza del área.

### ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO TRIANGULAR CON ANGULO 5° A 20° - 30°

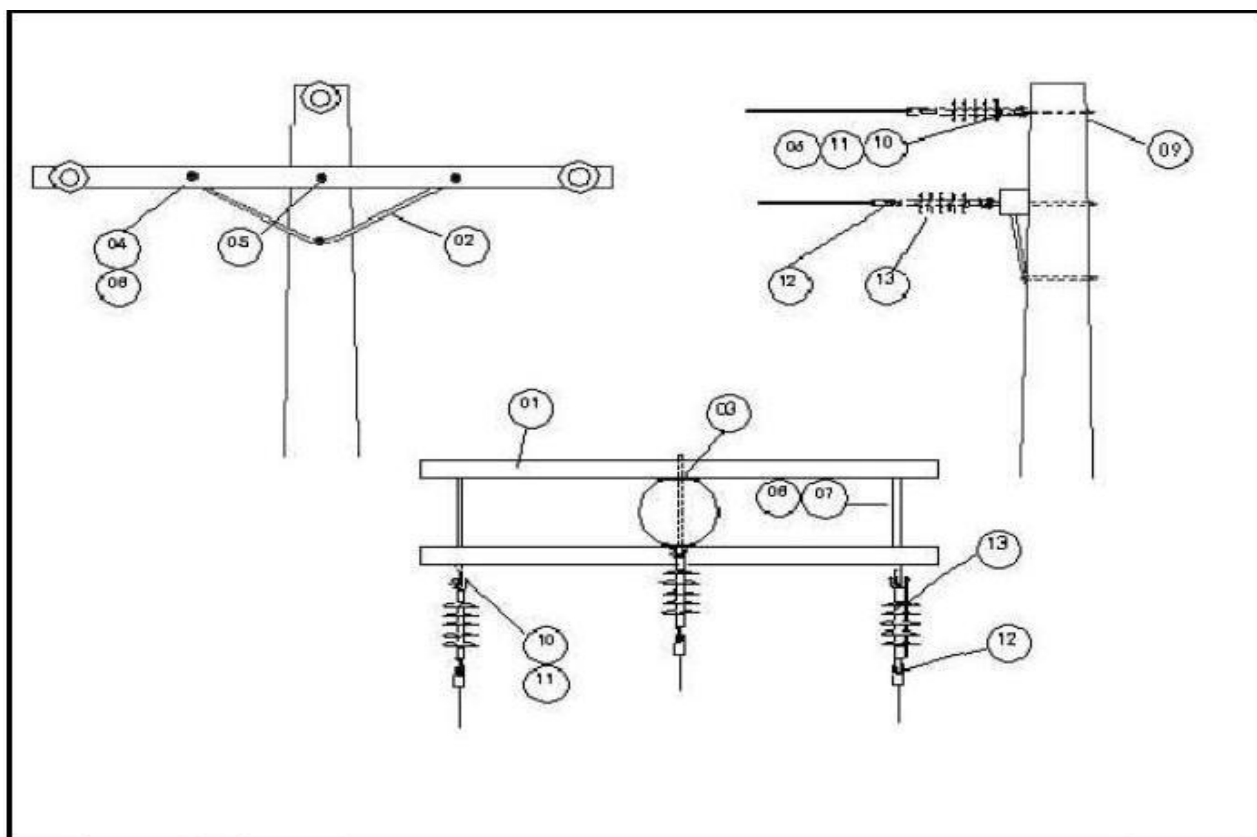
		<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>			
Revisó:		Fecha:		Aprobó:	
				Plano Constructivo: PC: 0430070	

## ANEXO D. ARMADO SIMPLE CON ALINEACIÓN DE ANCLAJE



	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	459727		2	2	CRUCETA DE MADERA INMUNIZADA 100x100x2400 mm (4"x4"x8") (con bonder)	RA3-202
02	474826		4	4	DIAGONAL RECTA EN VARILLA DE (3/4"x780mm)	RA1-102
03	464713		2	2	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA DE 90x115	RA1-206
04	437647	X	4	4	TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. 13X150mm ( 5/8"x6")	PM2900302
05	526185		1		TORNILLO AC GALVNIZADO C/EXAG. C.T. DE 16X250mm (5/8"x10")	RA1-401
06	526185	X	2		TORNILLO AC GALVNIZADO CON OJO C.T. DE 16X250mm (5/8"x10")	PM290260
07	450114	X	3	3	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. C.T. DE 16X500mm (5/8"x20")	PM2901602
08	440944	X	20	16	ARANDELA PLANA REDONDA DE 5/8"	PM2901201
09	437661	X	5	4	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO - 5/8"	PM2901001
10	551418	X	6	4	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11300 kg	PM2202201
11	458463 (458464) (458462)	X	6	4	GRAPA SUSPENSIÓN ALUMINIO COND. 1/0 AWG (4/0 AWG - 266 MCM - 477 MCM)	PM3201602
12	441249 (441250) (434075) (110073)	X	6 (18) (12)	4 (12) (8)	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13.2 kv - PM3100602 AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kv - PM3100801 (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-4 34.5 kv PM3101002) (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-9 13.2 kv PM 3100902)	SP3100304 (SP3100503)
13	437711 (525795) (437710) (437712)	X	1		RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL. 57-1-3 ACSR 1/0 (4/0 AWG) (266MCM) (477MCM)	PM3200202
14	437596 (525791) (437595) (437594)	X	3	2	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 -1/0 (4/0 - 4/0) (266 - 266) (477 - 477)	PM3200401
15	441247 (441248) (436991) (436992)	X	1 (1) (1)		AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13.2 kv - PM3100402 AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 34.5 kv - PM3100502 (AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13.2 kv (ANSI 57-1)) PM3100102 (AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34.5 kv (ANSI 57-3)) PM3100202	SP3100405 (SP3100106)
16	441264	X	2		ARANDELA CURVA CUADRADA 5/8"	PM2901301
17			1		ESPIGO EXTREMO DE POSTE PARA AISLADOR LINE POST	RA1-204
ACCIONES DE MANO DE OBRA.						
1	Transporte y acopio del material					
2	Montaje del conjunto					
3	Amarre del conductor al aislador tipo poste mediante retención preformada.					
4	Limpieza del área.					
ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO TRIANGULAR ANCLAJE Y ANGULO 20° 30° A 60°						
<div><div></div><div>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</div><div></div></div>						
Revisó:		Fecha:		Aprobó:		Plano Constructivo: PC: 0430080

## ANEXO E. ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO TIPO LINEA





ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	459727		2	2	CRUCETA DE MADERA INMUNIZADA 100 x 100 x 2400 mm (4"x 4" x 8') (con bonder)	RA3-202
02	474826		4	4	DIAGONAL RECTA EN VARILLA DE (3/4" x 780 mm)	RA1-102
03	464713		2	2	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA DE 90 x 115 mm	RA1-206
04	437647	X	4	4	TORNILLO AC GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 13 x 150 mm (5/8" x 6")	PM2900302
05	526185		1	1	TORNILLO AC GALVANIZADO C/EXAG. C.T. DE 16 x 250 mm (5/8" x 10")	RA1-401
06	526185	X	1		TORNILLO AC GALVANIZADO CON OJO C.T. DE 16 x 250 mm (5/8" x 10")	PM2902601
07	450114	X	3	3	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. C.T. DE 16 x 500 mm (5/8" x 20")	PM2901602
08	440944	X	18	14	ARANDELA PLANA REDONDA DE 5/8"	PM2901201
09	441264	X	3		ARANDELA CURVA CUADRADA 5/8"	PM2901301
10	437661	X	3	2	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO - 5/8"	PM2901001
11	551418	X	3	2	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11300 kg	PM2202201
12	450949 (450950) (450952)	X	3	2	GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA CONDUCTORES AWG 1/0 (4/0-266MCM) (477MCM)	PM3200602 PM3200702 PM3200802
13	441249 (441250) (434075) (110073)	X	3 (9) (6) (6)	2 (6) (4)	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13.2 kV - PM3100602 AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kV - PM3100801 (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-4 34.5 kV PM3101002) (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-9 13.2 kV PM 3100902)	SP3100304 (SP3100503)

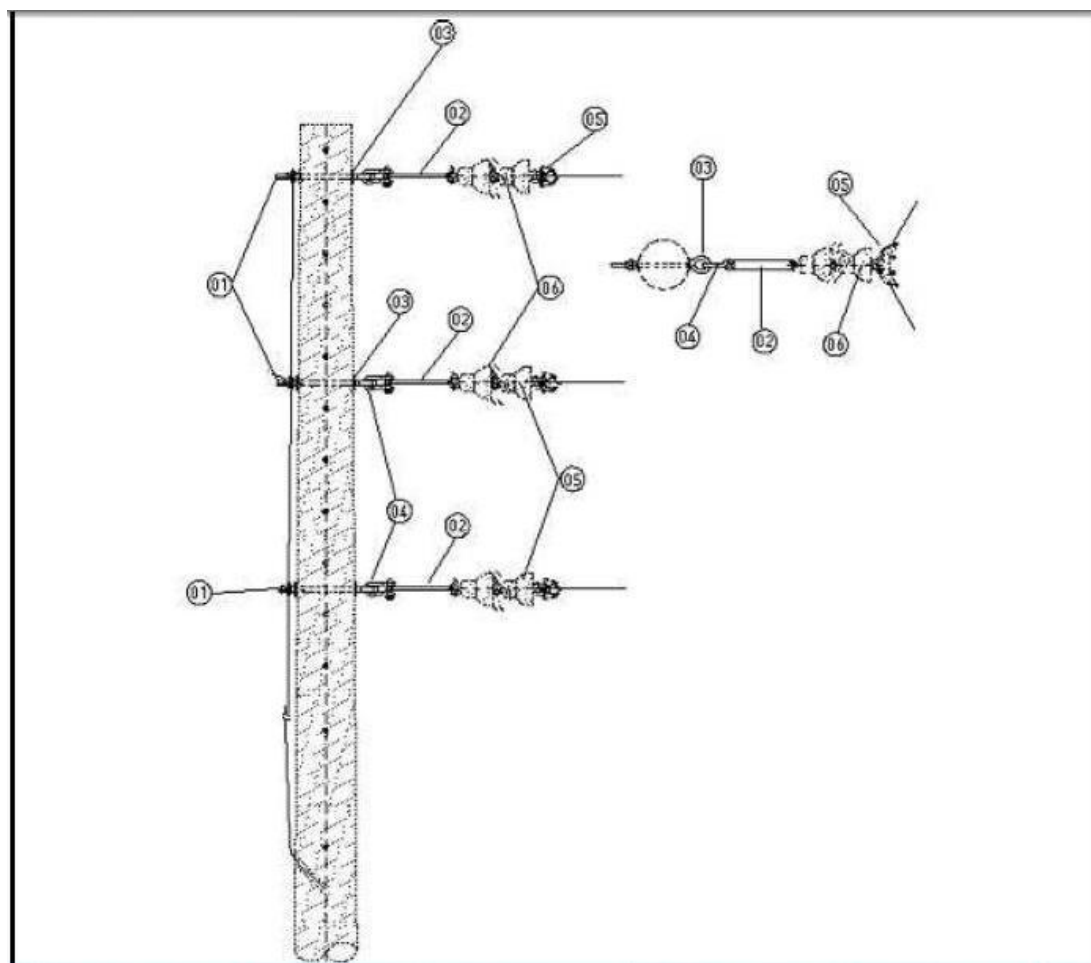
### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material
2	Montaje del conjunto
3	Limpieza del área.

### ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFASICO TRIANGULAR FIN DE LINEA.

		<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>			
Revisó:	Fecha:			Aprobó:	Plano Constructivo: PC: 0430100

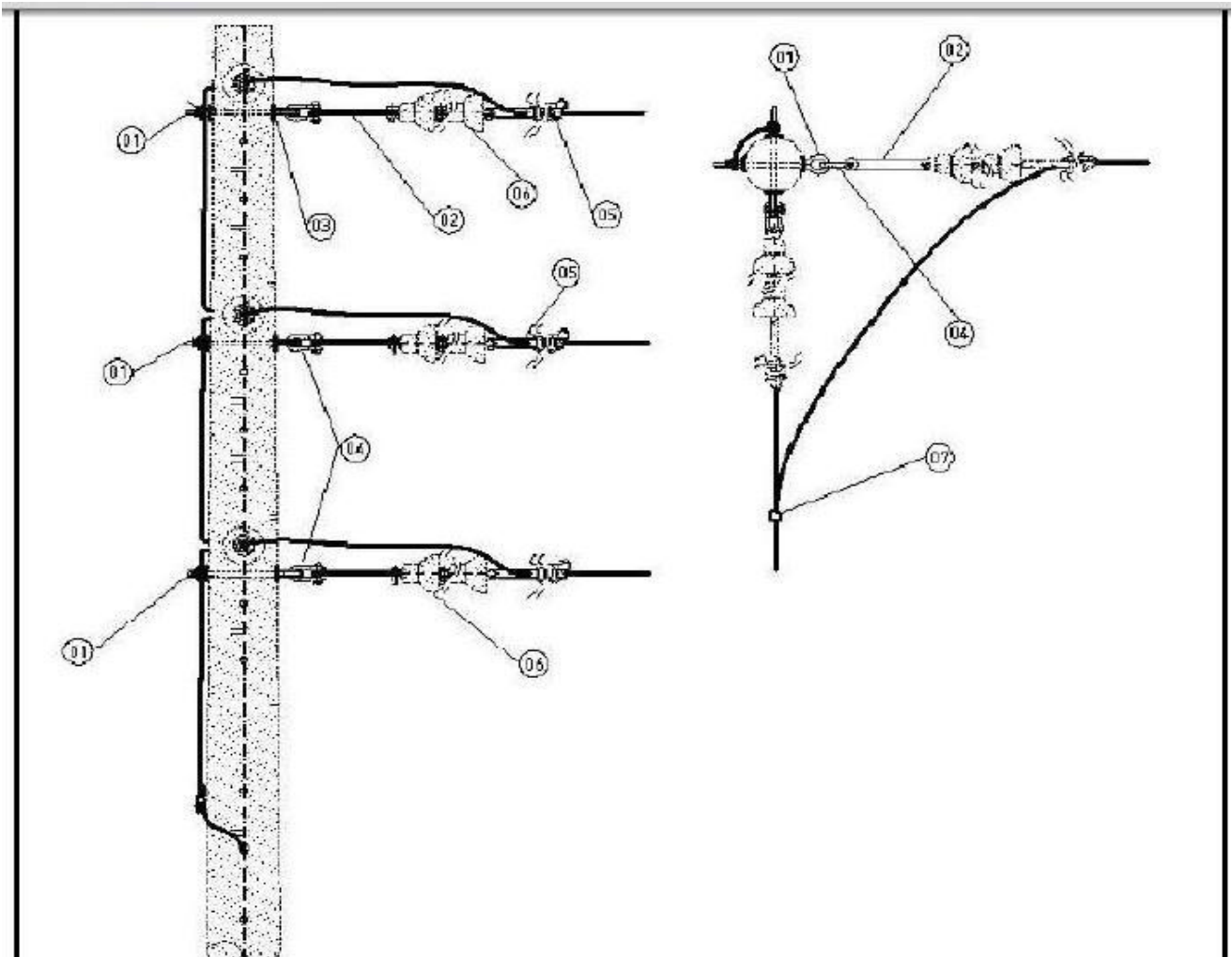
## ANEXO F. ARMADO SIMPLE VERTICAL



ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	526185	X	3	2	TORNILLO AC GALVNZADO CON OJO C.T. DE 16X250mm (5/8"x10")	PM2902601
02	450948	X	3	2	ALARGADERA 10" PARA CADENA AISLADOR DE SUSPENSIÓN	PM2200601
03	441264	X	6	4	ARANDELA CURVA CUADRADA 5/8"	PM2901301
04	551418	X	3	2	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11300 kg	PM2202201
05	458463 (458464) (458462)	X	3	2	GRAPA SUSPENSIÓN ALUMINIO COND. 1/0 AWG (4/0 AWG – 266 MCM - 477 MCM)	PM3201602
06	441249	X	3	2	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13.2 kV - PM3100602	SP3100304 (SP3100503)
	(441250)		3	2	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kV - PM3100801	
	(434075)		(9)	(6)	(AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-4 34.5 kV PM3101002)	
	(110073)		(6)	(4)	(AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-9 13.2 kV PM 3100902)	
ACCIONES DE MANO DE OBRA.						
1	Transporte y acopio del material					
2	Montaje del conjunto					
3	Limpieza del área.					
ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO VERTICAL ANGULO 5° A 60°						
<div><div><div>ELECTRICARIBE</div></div><div>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</div><div><div>ELECTROCOSTA</div></div></div>						
Revisó:		Fecha:		Aprobó:		Plano Constructivo: PC: 0430160



## ANEXO G. ARMADO SIMPLE VERTICAL CON ANGULO A 90°





ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	526185	X	6	4	TORNILLO AC GALVANIZADO CON OJO C.T. DE 16X250mm (5/8"x10")	PM2902601
02	450948	X	3	2	ALARGADERA 10" PARA CADENA AISLADOR DE SUSPENSIÓN	PM2200601
03	441264	X	12	8	ARANDELA CURVA CUADRADA 5/8"	PM2901301
04	551418	X	6	4	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11300 kg	PM2202201
05	450949 (450950) (450952)	X	6	4	GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA CONDUCTORES AWG 1/0 (4/0-266MCM) (477MCM)	PM3200602 PM3200702 PM3200802
06	441249 (441250) (434075) (110073)	X	6 (18) (12)	4 (12) (8)	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13.2 kV - PM3100602 AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 34.5 kV - PM3100801 (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-4 34.5 kV PM3101002) (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-9 13.2 kV PM 3100902)	SP3100304 (SP3100503)
07	437596 (525791) (437595) (437594)	X	3	2	CONECTOR CUÑA A PRESION 1/0 - 1/0 (4/0 - 4/0) (266 - 266) (477 - 477)	PM3200401

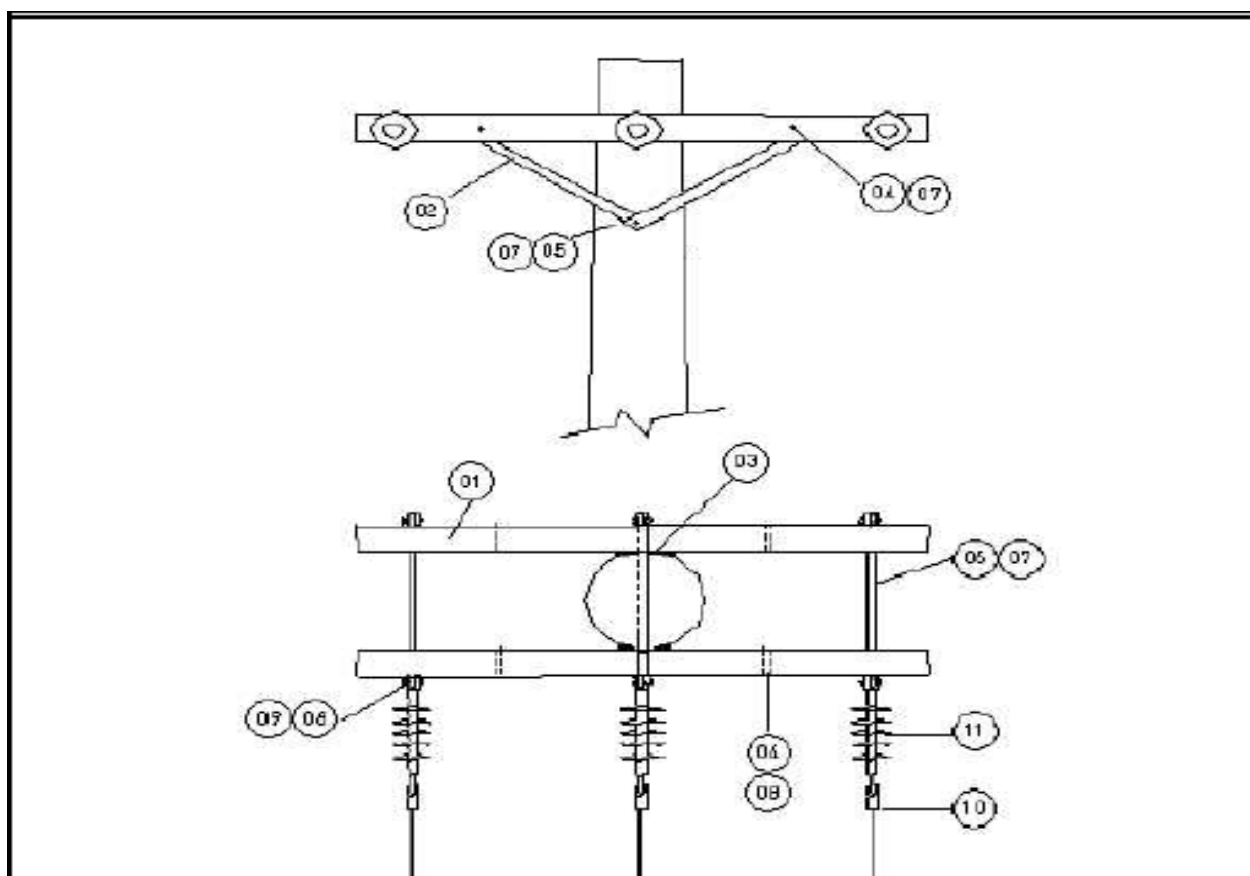
### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material
2	Montaje del conjunto
3	Limpieza del área.

### ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO VERTICAL ANGULO 60° A 90°.

		<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>			
Revisó:	Fecha:			Aprobó:	Plano Constructivo: PC: 0430170







ITEM	COD. SGA FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	459727		2	2	CRUCETA DE MADERA INMUNIZADA 100 x 100 x 2400 mm (4" x 4" x 8") (con border)	RA3-202
02	474826		4	4	DIAGONAL RECTA EN VARILLA DE (3/4" x 780 mm)	RA1-102
03	464713		2	2	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA DE 90 x 115 mm	RA1-206
04	437647	X	4	4	TORNILLO AC GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 13 x 150 mm ( 5/8" x 6")	PM2900302
05	526185		1	1	TORNILLO AC GALVANIZADO C/EXAG. C.T. DE 16 x 250 mm (5/8" x 10")	RA1-401
06	450114	X	3	3	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. C.T. DE 16 x 500 mm (5/8" x 20")	PM2901602
07	440944	X	18	18	ARANDELA PLANA REDONDA DE 5/8"	PM2901201
08	437661	X	3	2	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO - 5/8"	PM2901001
09	551418	X	3	2	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11300 kg	PM2202201
10	450949 (450950) (450952)	X	3	2	GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA CONDUCTORES AWG 1/0 (4/0-266MCM) (477MCM)	PM3200602 PM3200702 PM3200802
11	441249 (110073)	X	3 (6)	2 (4)	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13.2 KV - PM3100602 (AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52-9 13.2 KV PM 3100902)	SP3100304 (SP3100503)

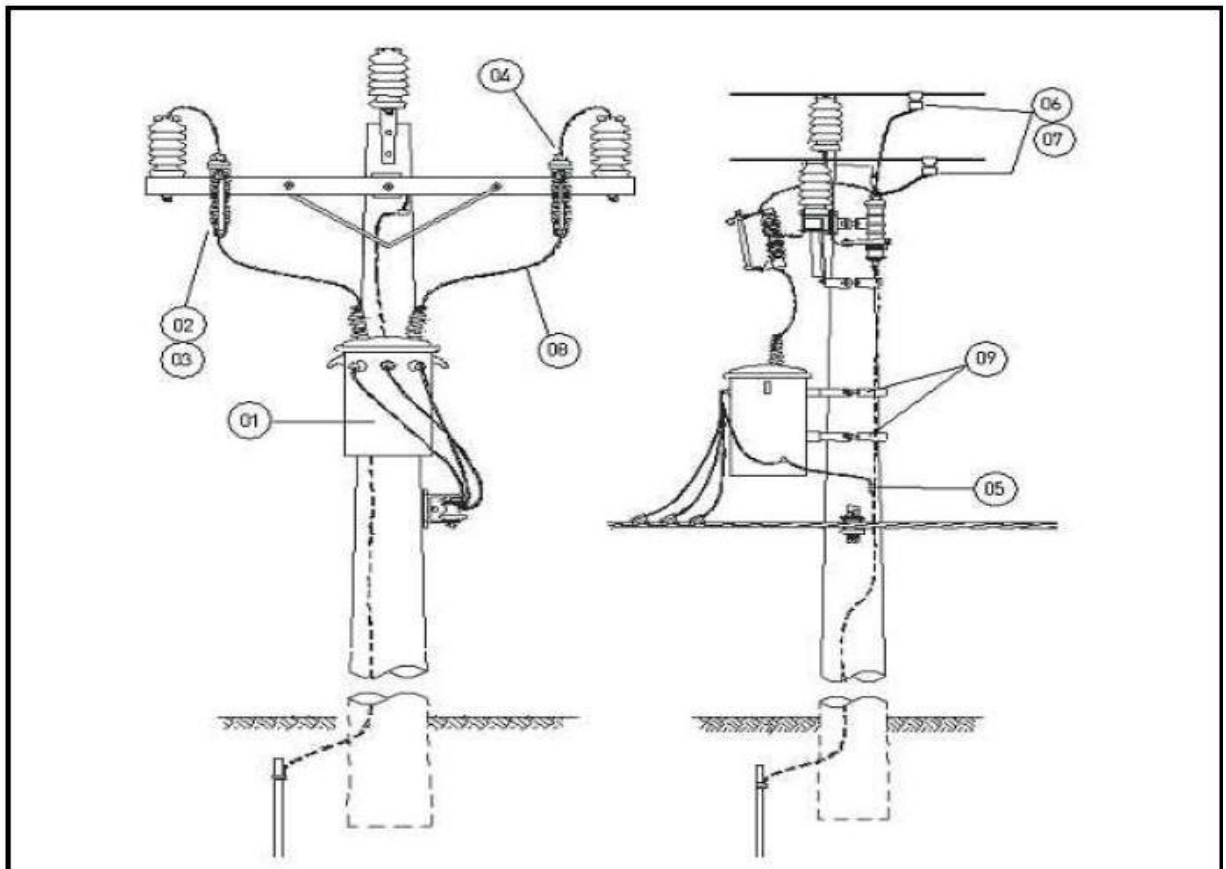
#### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material
2	Montaje del conjunto
3	Limpieza del area.

#### ARMADO SIMPLE TRIFÁSICO HORIZONTAL FIN DE LINEA.

		<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>			
Revisó:		Fecha:		Aprobó:	
				Plano Constructivo:	
				PC: 0430050	

## ANEXO I. ESTRUCTURA DE INSTALACIÓN TRANSFORMADOR



ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.	DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
01	441209) (441210) (441211)		1	Trafo monofásico 13,2/0,24 kV, 25 kVA, (50 kVA) (75 kVA) tipo convencional	RA7-101
02	464864		2	Cortacircuito 15 kV, 100A, 430 mm.	RA2-201
03	Tabla 1.10.5		2	Fusible para cortacircuito de distribución (de acuerdo a la potencia del trafo).	RA2-202
04	464893		2	Pararrayo tipo distribución, clase 10 kV.	RA2-210
05	530548	X	3	Conector cuña a presión para cable de cobre N° 2 AWG a 2 AWG.	PM3200401
06	437607	X	2	Conector cuña a presión 1/0 a 2 AWG (de acuerdo a cable de la línea).	PM3200401
08	434470	X	10	ML Cable de cobre desnudo N° 2 AWG.	SP1100302
09	464245		2	Abrazadera doble de 180 mm (6" a 7")	RA1-201

### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material.
2	Montaje del conjunto.
3	Conexión del conjunto en el lado de alta tensión.
4	Conexión en baja tensión de: pararrayos, el transformador y todos los elementos metálicos a tierra.
5	Energización en prueba del transformador.
6	Limpieza del área.

### TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DOS BORNAS SOBRE POSTE.

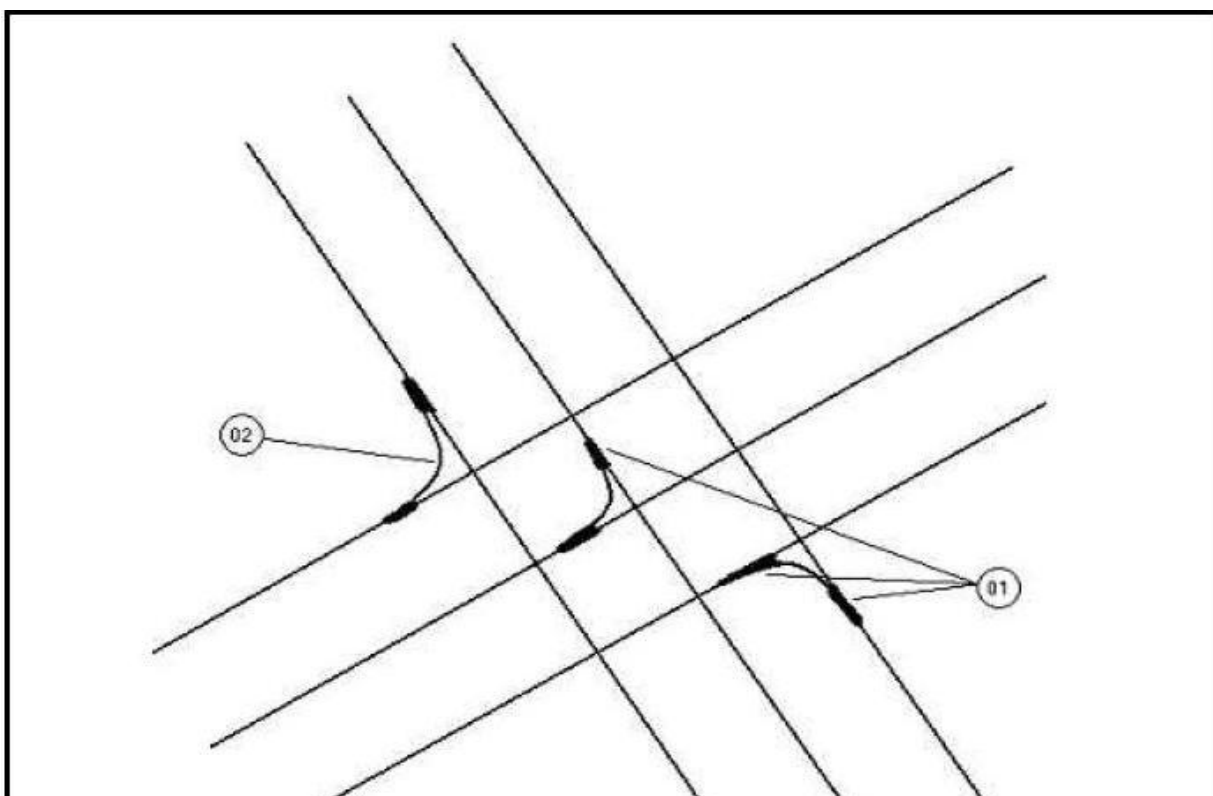


**ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA**



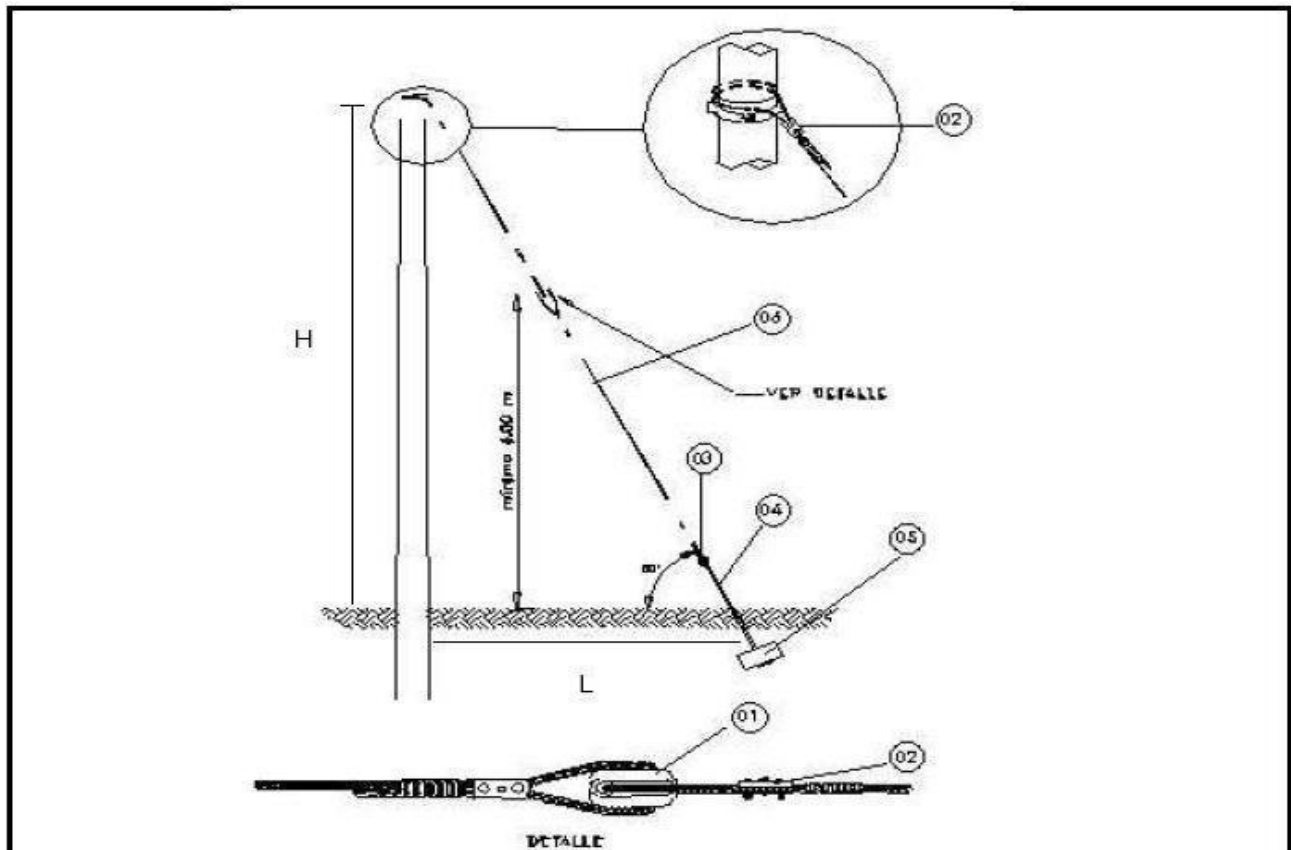
Revisó:	Fecha:	Aprobó:	UUC: 0630010
---------	--------	---------	--------------

## ANEXO J. DERIVACIÓN (PUENTES) TRIFASICA



ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.		DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
			3F	2F		
01	526668	X	6	4	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN #2 - #2 AWG	PM3200401
	437607				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	
	437596				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - 1/0 AWG	
	437604				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - #2 AWG	
	437598				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 1/0 AWG	
	437595				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 266 MCM	
	525790				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 4/0 AWG	
	526671				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 - 336 MCM	
	526669				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 MCM - 1/0 AWG	
	526670				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 MCM - 4/0 AWG	
	525793				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - #2 AWG	
	525792				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - 1/0 AWG	
	525791				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - 4/0 AWG	
	437599				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 1/0 AWG	
	437597				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 266 MCM	
	525789				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 4/0 AWG	
	437594				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 477 MCM	
	530548				CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CU #2 / CU #2	
02		X	3	2	ML CABLE (mínimo igual al de la línea derivada)	
ACCIONES DE MANO DE OBRA.						
1	Transporte y Acopio del Material.					
2	Montaje y Conexión del Conjunto.					
3	Limpieza del Área.					
DERIVACION TRIFÁSICA RIGIDA (A MITAD DE VANO)						
<div><div></div><div>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</div><div></div></div>						
Revisó:		Fecha:		Aprobó:		Plano Constructivo: PC: 0730040

## ANEXO K. RETENIDA SIMPLE FIN DE LINEA



### Notas:



- El aislador se debe seleccionar de acuerdo al nivel de tensión del circuito así: ANSI 54-2 para  $\leq 13.2\text{kV}$ , ANSI 54-3 o 54-4 para  $34.5\text{kV}$
- El cable de retenida se seleccionará de acuerdo al nivel de tensión del circuito así:  $9.5\text{mm}$  ( $3/8"$ ) para  $13.2\text{kV}$  y  $13\text{mm}$  ( $1/2"$ ) para  $34.5\text{kV}$
- $L$  = Distancia no menor de  $1/3$  de  $H$
- Si la retenida se asegura al poste por debajo de la cruceta se debe usar una abrazadera de  $140\text{mm}$ .
- Para el remate de las puntas del cable se debe usar un hilo del mismo cable del templete en 8 a 10 espirales.
- Como alternativa para 06 se puede usar CABLE DE ALEACIÓN DE ALUMINIO (AAAC) de diámetro mínimo IGUAL AL DE LA LÍNEA

ITEM	COD. SGA. FICHA TEC.	N.	CANT.	DESCRIPCIÓN	E.E.T.T. / PLANO
01	459595		1	AISLADOR PORCELANA TIPOTENSOR ANSI 54-2	RA2-101
02	464527		4	GRAPA PRENSORA DE TRES PERNOS ( $5/8"$ ) PARA CABLE DE $3/8"$	RA1-304
03	464561		1	GUARDACABO TIPO 3 DE $16\text{mm}$ ( $5/8"$ )	RA1-207
04	474843		1	VARILLA DE ANCLAJE DE $19 \times 2000\text{mm}$ ( $3/4"$ )	RA1-403
05	464229		1	ANCLA DE CONCRETO $40 \times 40 \times 25$ (PIRAMIDE TRUNCADA)	RA3-102
06	434435 (530631)		-	CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE $3/8"$ ( $1/2"$ ) PARA RETENIDA	RA8-101

### ACCIONES DE MANO DE OBRA.

1	Transporte y acopio del material
2	Excavación
3	Instalación de anclaje
4	Tendido, conexión y tensionado del conjunto
5	Limpieza del área.

### RETENIDA PARA SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA.

	<b>ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA</b>	
Revisó:	Fecha:	Aprobó:
		Plano Constructivo: PC: 0930010

### **Anexo L. Recolección del producto de forma artesanal**



### **ANEXO M. vía de acceso entre las parcelas**





**ANEXO N. espacio de servidumbre cultivo de palma y arroz**



## ANEXO Ñ. viviendas de parcelas aledañas





**ANEXOS O. muestra de la zona selvática**



**ANEXO P Y Q. cultivo de palma en etapa de levante**





## **ANEXO Q.**



## **ANEXO R. estado de las redes cercanas al punto de conexión**



**ANEXO S. campesinos de la zona en proceso de recolección de la cosecha de palma**

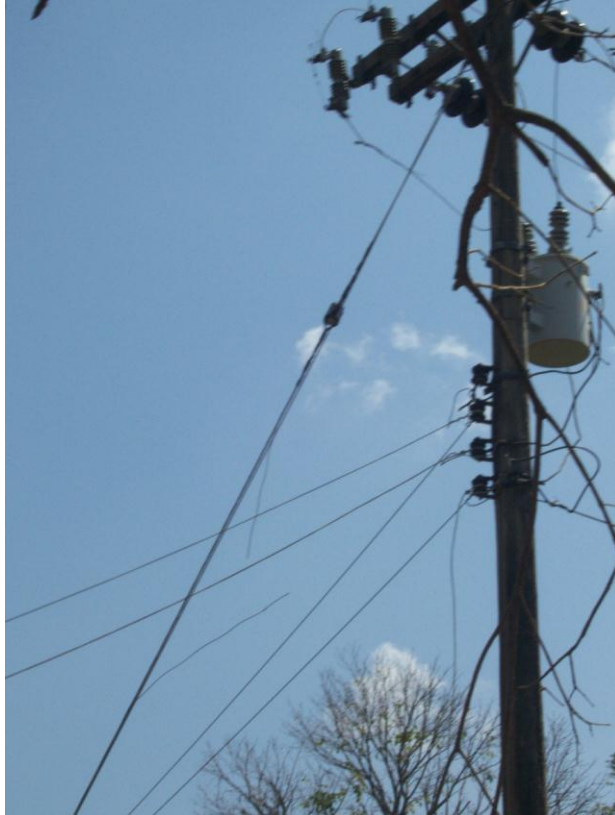




**ANEXO T y U . Punto de conexión finca el embarcadero**



## ANEXO U.





**ANEXO V. colegio de la vereda energizado por paneles solares**





## **ANEXO W. Entrada principal de la vereda**



**ANEXO X. viviendas de la vereda evidenciando la falta de energía en  
los predios entregados por el municipio**







